

ACUERDO No. 008 DE 2021

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

Página 1 de 2

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 adquiriera 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 No. 9 de 2021, se aprobó el Manual de Suministro de Información Técnica y Geológica de las 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:

- a) Lineamientos generales del Banco de Información Petrolera
- b) Anexo Técnico No. 1: Información Geofísica.
- c) Anexo Técnico No. 2: Operaciones de Pozos.
- d) Anexo Técnico No. 3: Estudios Técnicos.

ACUERDO No. 008 DE 2021

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

Página 2 de 2

- e) Anexo Técnico No. 4: Estándar cartográfico para la entrega de información geográfica del Banco de Información Petrolera.
- f) 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 los
16 días del mes de septiembre de 2021


Diego Mesa Puyo
Ministro de Minas y Energía
Presidente del Consejo Directivo


Juan Felipe Neira-Castro
Gerente de Asuntos Legales y
Contratación
Secretario del Consejo Directivo



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 López 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. ° 1: Información Geofísica)	20
Tabla 3. Listado de Productos Asociados a Operaciones de Pozo. (Ver Anexo Técnico N. ° 2: Operaciones de pozos).....	26
Tabla 4. Listado de Productos Asociados Estudios Técnicos. (Ver Anexo Técnico N. ° 3: Estudios Técnicos).....	29
Tabla 5. Listado de Productos Asociados a Cartografía. (<i>Ver Anexo técnico N. 4: Estándar cartográfico para la entrega de información geográfica al Banco de Información Petrolera (BIP)</i>).....	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 análoga 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.

5. Glosario

ANH: Agencia Nacional de Hidrocarburos, Autoridad encargada de promover el aprovechamiento óptimo y sostenible de los recursos hidrocarburíferos 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 ECOPEPETROL 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

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.

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

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 petróleos de que trata la presente resolución, presentada al Ministerio de Minas y Energía deberá ser firmada por un ingeniero de petróleos 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 remisoría 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 remisoría de acuerdo con la verificación física básica, se pondrá un sello como recibido provisional a la comunicación remisoría 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

GEOFÍSICA	POZO	INFORME TÉCNICO	CARTOGRAFÍA GEOESPACIAL	MUESTRAS GEOLÓGICAS INFORMACIÓN LITOTECA
-----------	------	-----------------	----------------------------	---

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
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	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 SEGY 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

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	Compilado de la interpretación generado por el software utilizado
		Imágenes de las secciones sísmicas interpretadas	Representación gráfica de los datos interpretados
		Archivos ASCII de horizontes y/o fallas	Archivo de datos que contenga los elementos interpretados
		Mapas	Ver anexo cartográfico
	Adquisición	Informe de adquisición	Documento que contenga la descripción de las actividades necesarias para la adquisición gravimétrica, con los respectivos anexos generados
		Datos de adquisición	Datos de campo o crudos obtenidos en la adquisición gravimétrica
	Procesamiento	Informe de procesamiento	Documento 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	Documento que contenga la descripción de las actividades necesarias para la interpretación gravimétrica, con los respectivos anexos generados
		Datos de interpretación	Datos producto de la interpretación de la información gravimétrica
Aerogravimetría	Adquisición	Informe de adquisición	Documento 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	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 aerogravimétrica
	Interpretación	Informe de interpretación	Documento que contenga la descripción de las actividades necesarias para la

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

Listado de productos de geofísica			
Método geofísico	Fase	Contenido del Producto	Descripción
	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 geoelectrica
	Interpretación	Informe de interpretación	Documento 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	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

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 actividad 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 estratigráficos.	Documento que contiene las actividades encaminadas a prevenir y controlar los posibles impactos y efectos negativos ambientales en los pozos estratigráficos
Planeación	Prognosis del pozo	Informe intención de perforar	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 (<i>Mud Logging</i>).	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.
	Complejamiento 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 de información del sistema petrolero	
Estudios especiales off shore	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. 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• Pliegue• 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• Anomalía 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 <i>pistón core</i>	<ul style="list-style-type: none">• <i>Pistón core</i>• 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">• Anomalía de aire libre• Escala gráfica
		Mapa de anomalía de Bouguer simple	<ul style="list-style-type: none">• Anomalía Bouguer simple• Escala gráfica
		Mapa de anomalía de Bouguer total	<ul style="list-style-type: none">• Anomalía Bouguer total• Escala gráfica

LISTADO DE PRODUCTOS ASOCIADOS A CARTOGRAFÍA			
Tipo de información	Informe	Mapas o información geográfica requerida	Contenido mínimo
		Mapa de anomalía residual de Bouguer total	<ul style="list-style-type: none">Anomalía residual bouguer totalEscala gráfica
		Mapa de anomalía regional Bouguer total	<ul style="list-style-type: none">Anomalía regional bouguer totalEscala gráfica
		Mapa de señal analítica	<ul style="list-style-type: none">Señal analíticaEscala gráfica
		Mapa de primera derivada	<ul style="list-style-type: none">Primera derivadaEscala gráfica
		Mapa de segunda derivada	<ul style="list-style-type: none">Segunda derivadaEscala gráfica
		Mapa de perfil	<ul style="list-style-type: none">Perfil gravimétricoInformación de base
	Magnetometría	Mapa del área de estudio	<ul style="list-style-type: none">MagnetometríaEstación de declinación magnéticaEstación de magnetometríaContorno de magnetometríaInformación base del GDB del IGAC
		Mapa de intensidad magnética terrestre. Total IMT	<ul style="list-style-type: none">Intensidad magnéticaEscala gráfica
		Mapa de anomalía magnética	<ul style="list-style-type: none">Anomalía magnéticaEscala gráfica
		Mapa Anomalía Magnética Regional RTP	<ul style="list-style-type: none">Anomalía Magnética RegionalEscala Gráfica
		Mapa Anomalía Magnética Residual RTP	<ul style="list-style-type: none">Anomalía Magnética ResidualEscala Gráfica
		Mapa de reducción al polo magnético RTP	<ul style="list-style-type: none">Reducción al polo magnéticoEscala gráfica
		Mapa de señal analítica del campo magnético RTP	<ul style="list-style-type: none">Señal analítica RTPEscala gráfica
		Mapa de la primera derivada	<ul style="list-style-type: none">Primera derivada RTPEscala gráfica
		Mapa de la segunda derivada	<ul style="list-style-type: none">Segunda derivada RTPEscala gráfica
		Mapa del gradiente horizontal	<ul style="list-style-type: none">Gradiente horizontal RTPEscala gráfica
		Mapa reducido al polo interpretado	<ul style="list-style-type: none">Reducción al polo interpretadoEscala gráfica
		Mapa del perfil	<ul style="list-style-type: none">Perfil magnetométricoInformación base del GDB del IGAC
	Electromagnetismo	Mapa del área de estudio Magnetotelurica	<ul style="list-style-type: none">MagnetotelúricaSondeo magnetotelúricoEstación magnetotelúricaInformación base del GDB del IGAC
		Mapa del perfil	<ul style="list-style-type: none">Perfil magnetotelúricoInformación base del GDB del IGAC

LISTADO DE PRODUCTOS ASOCIADOS A CARTOGRAFÍA			
Tipo de información	Informe	Mapas o información geográfica requerida	Contenido mínimo
	Geoelectrica-sondeos eléctricos verticales	Mapa del área de estudio	<ul style="list-style-type: none">• Geoelectrica• Diseño geoelectrico• Sondeo eléctrico vertical• Información base del GDB del IGAC
	Todos los mapas en formato, con los elementos descritos en la salida gráfica	Mapa geoelectrico 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	Mapa de localización	<ul style="list-style-type: none">• Geotermia• Sistema geotermico• 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 geotermicos	<ul style="list-style-type: none">• Sondeos de temperatura de superficie• Modelo geotermico• Elemento volcánico (fumarolas, fuente termal y manantiales)• Pozo gradiente geotermico
	Sísmica: informe final de adquisición y operaciones de programas sísmicos. Sísmica 2D y 3D <i>onshore</i> y <i>offshore</i> . (Estos mapas no se piden para sísmica <i>offshore</i>). 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	<ul style="list-style-type: none">• Programa sísmico (polígono del programa 2D o 3D)• Línea sísmica 2D• Riesgo HSE• Tierras ANH, vigente

LISTADO DE PRODUCTOS ASOCIADOS A CARTOGRAFÍA			
Tipo de información	Informe	Mapas o información geográfica requerida	Contenido mínimo
			<ul style="list-style-type: none"> información base del GDB del IGAC
		Mapa de actas	<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
		Mapa de pozos neutralizados	<ul style="list-style-type: none"> Programa sísmico Sísmica 2D Pozos neutralizados Tierras ANH, vigente información base del GDB del IGAC
		Mapa de cierres	<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
		Mapa veredal de afectación predial	<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
		Mapa de planta, perfil de c/línea	<ul style="list-style-type: none"> Perfil sísmico información base del GDB del IGAC
	Informe de procesamiento sísmico 2D y 3D	Shapes del área o línea procesada (exclusivamente)	<ul style="list-style-type: none"> Programa sísmico 3D Línea sísmica 2D
	Informe de interpretación sísmica	Mapas estructurales en superficie de los horizontes	<ul style="list-style-type: none"> 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 o Corporación Autónoma Regional
	Prognosis. (preliminares)-fase I, planeación	Plano de localización georreferenciado (todos los pozos)	Mapa en archivo digital que contenga como mínimo la siguiente información, y con los elementos descritos en la salida gráfica: <ul style="list-style-type: none"> Pozo preliminar en superficie y fondo Trayectoria preliminar

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• <i>SpudDate</i>
		Mapas estructurales en tiempo y/o en profundidad (pozos exploratorios)	Mapa en archivo digital que contenga como mínimo la siguiente información, y con los elementos descritos en la salida gráfica: <ul style="list-style-type: none">• Pozo preliminar en superficie y fondo• Contorno estructural• Tierras ANH, vigente• Imagen estructural• Cuadro de coordenadas de superficie y fondo• <i>SpudDate</i>
	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.
		Mapa de localización	<ul style="list-style-type: none">• Mapa en formato .Geotiff que contenga los elementos mínimos descritos en la salida gráfica
		Mapa isobárico *Este mapa se entregará en el caso que aplique	<ul style="list-style-type: none">• Mapa en formato .Geotiff que contenga los elementos mínimos descritos en la salida gráfica
	Los mapas para los permisos de Inyección se deben entregar según el caso en el que estos apliquen.		
	Informe final de geología e ingeniería	Mapa 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: <ul style="list-style-type: none">• 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

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 Técnicos	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 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: <ul style="list-style-type: none">• 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
	Evaluación regional de la cuenca	Mapa geológico generado por la compañía	• Geológica (fallas, pliegues, unidades geológicas) Información base del GDB del IGAC
	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	• 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

LISTADO DE PRODUCTOS ASOCIADOS A CARTOGRAFÍA			
Tipo de información	Informe	Mapas o información geográfica requerida	Contenido mínimo
		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
	Cartografía Estudios Técnicos 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	• Deben presentarse en directorio o carpeta identificada como <i>raster</i> . Deben tener una resolución espacial que permita los análisis de información a la escala del producto entregado
		Imágenes de radar y satélite	• Deben presentarse en directorio o carpeta identificada como <i>raster</i> . 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 tapones 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,

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 remisoría 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 nº 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 el BIP (EPIS) para dicho pozo y los metadatos debidamente</p>

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
		diligenciado del Formato-02, del Anexo No.05 Entrega de muestras geológicas a la Litoteca Nacional.
	Corazones con diámetro inferior a 3 pulgadas	<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 nº 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>

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. 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 pie 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_1Ft.Formato (PSD, TIFF, JPG, etc.) siendo el UWI generado por el EPIS.</p> <p>la entrega del pozo debe acompañarse de una carta remisoría 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 nº 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 el BIP (EPIS) para dicho pozo y los metadatos debidamente diligenciado del formato-02.</p>

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	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. 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
	Corazones de pared (SWC)	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.
	Núcleos del fondo marino tomados con pistón	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.
	Ripios o muestras de zanja seca	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 56 mm x 60 mm.
	Ripios o muestras de zanja húmeda	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 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. 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. 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 (téngase 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 remisoría en papel membretado. Además, debe hacer entrega del formato-05 debidamente diligenciado con los datos solicitados.
	Muestras para dataciones	Se trata de muestras de zanja húmeda de por lo menos 3.000 gramos, empacadas en cajas plásticas grandes de policarbonato

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 remisoría 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 rípios. La presentación más común para las secciones delgadas es con portaobjetos 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 rípios 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 remisoría 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 remisoría en papel membretado y el Formato-10, debidamente diligenciado.</p>

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 empacados 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,

XXXXXXXXXX

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;

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 considera clasificada, reservada o documento en construcción:

Anexo Técnico n.º 1: Información Geofísica

Servicio Geológico Colombiano - Banco de Información Petrolera

Bogotá, Mayo 2021

Tabla de contenido

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



1.4.6.2	Procesamiento.....	58
1.4.6.3	Interpretación.....	58
1.4.7	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 regirán por los estándares establecidos en sus últimas revisiones por la Society of Exploration Geophysicists (SEG) los cuales se pueden consultar en el siguiente link: <https://seg.org/Publications/SEG-Technical-Standards/> Para el caso de la navegación (coordenadas), los formatos se regirán por los estándares establecidos por la International Association of Oil & Gas Producers (OGP), la United Kingdom Off Shore Operators Association (antes llamados UKOOA) y la Society of Exploration Geophysicists (SEG).

1.2 Alcance

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

1.3 Glosario

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Seissee: 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 seissee utilizado para colocar el encabezado y la información general referente a la sísmica 2D o 3D entregada.

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

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

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

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

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

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

Tabla 1. Relación de Productos geofísicos

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

Listado de productos de geofísica			
Método geofísico	Fase	Contenido del Producto	Descripción
			actividades semanales de adquisición
		Reporte del observador 2D y 3D	Un archivo único en el cual se encuentre el reporte del observador y los anexos que soporten la adquisición sísmica
		Proceso en campo	Archivo SEG-Y que contenga el procesamiento realizado en campo
		Imagen de apilado (<i>brute stack</i>)	Imagen en PDF donde se observe el apilado final realizado en la fase de adquisición
		Mapas	Ver anexo cartográfico
	Adquisición sísmica costa afuera (off shore)	Informe final de operaciones	Documento que contenga la descripción de todas las etapas operativas de la adquisición sísmica, con los anexos generados
		Raw-data 2D y 3D	Archivo de datos que contenga los puntos fuente y receptores con los datos sísmicos representados en trazas
		Coordenadas de adquisición 2D y 3D	Archivo de datos que contenga los puntos fuente y receptores, con sus respectivas coordenadas
		Reportes semanales	Un archivo único, en el cual se describan las actividades semanales de adquisición
		Reporte del observador 2D y 3D	Un archivo único con el reporte del observador y los anexos que soporten la adquisición sísmica
		Proceso en campo	Archivo 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
Gravimetría	Procesamiento y reprocesamiento de la información sísmica 2D y 3D terrestre (onshore) y costa afuera (offshore)	Informe final de procesamiento o reprocesamiento	Informe que contenga la descripción de las actividades necesarias para el procesamiento, con los respectivos anexos generados
		Archivos de datos procesados SEG-Y 2D y 3D	Archivo SEG-Y de datos que contenga los puntos CDP, XLine, InLine, con sus respectivas coordenadas 2D o 3D que representen y visualicen el dato sísmico
		Coordenadas de procesamiento CDP 2D y 3D	Archivo de datos que contenga los puntos CDP, SP, XLine, InLine, con las respectivas coordenadas 2D o 3D
		Archivos de Velocidades 2D y 3D	Archivo de velocidades en SEG-Y y/o ASCII, con sus respectivos metadatos
		Imágenes de las secciones sísmicas 2D y 3D	Imagen con encabezado generada a partir del SEG-Y de procesamiento
		Gathers	Archivo de datos que contenga los puntos CDP, XLine, InLine, con las respectivas coordenadas 2D o 3D, representado en apilados como dato sísmico con tipo de información específica.
	Interpretación sísmica 2D y 3D (offshore y onshore)	Informe de interpretación	Informe que contenga la descripción de las actividades realizadas en la interpretación
		Backup de software	Compilado de la interpretación generado por el software utilizado
		Imágenes de las secciones sísmicas interpretadas	Representación gráfica de los datos interpretados
		Archivos ASCII de horizontes y/o fallas	Archivo de datos que contenga los elementos interpretados
		Mapas	Ver anexo cartográfico
	Adquisición	Informe de adquisición	Informe que contenga la descripción de las actividades necesarias

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

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

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

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

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

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

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

1.4.1 Sísmica

1.4.1.1 Adquisición sísmica terrestre.

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

1.4.1.1.1 Informe final de operaciones.

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

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

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

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

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

Medio: Se entregará en medio digital.

Formato: PDF.

1.4.1.1.2 Raw-data 2D y 3D.

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

Formato 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 μ se, longitud de registro (SEG), número de la cinta, número de trazas por registro, número de trazas auxiliares por registro, total de trazas, formato de la muestra, fecha y hora del registro.

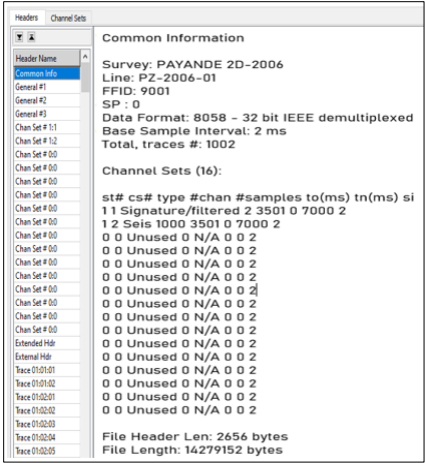


Figura 1. Header common, info archivo SEG-D

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

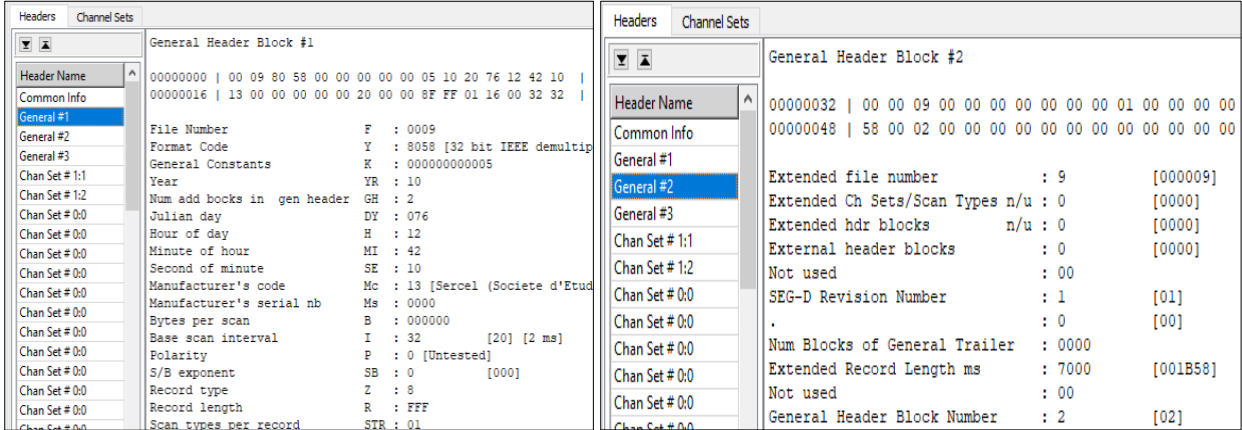


Figura 2. Header general, archivo SEG-D

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

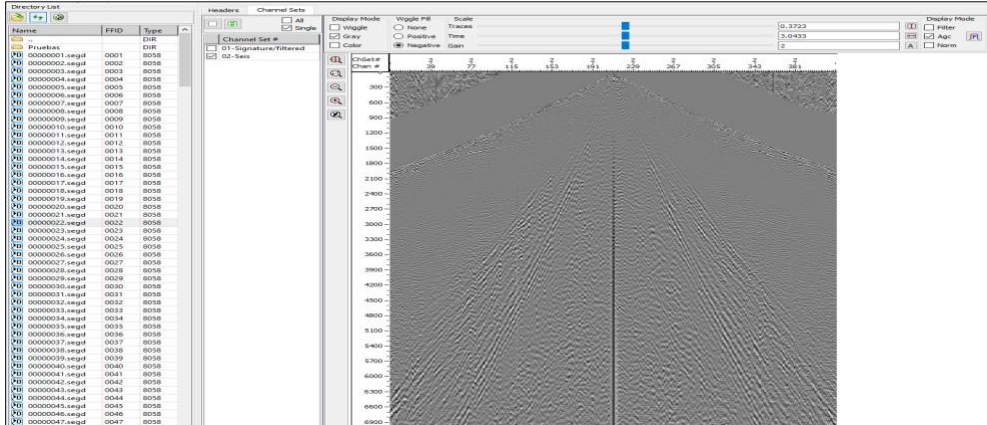


Figura 3. Despliegue sección sísmica SEG-D FFID 2D

Formato SEGD 3D

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

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

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

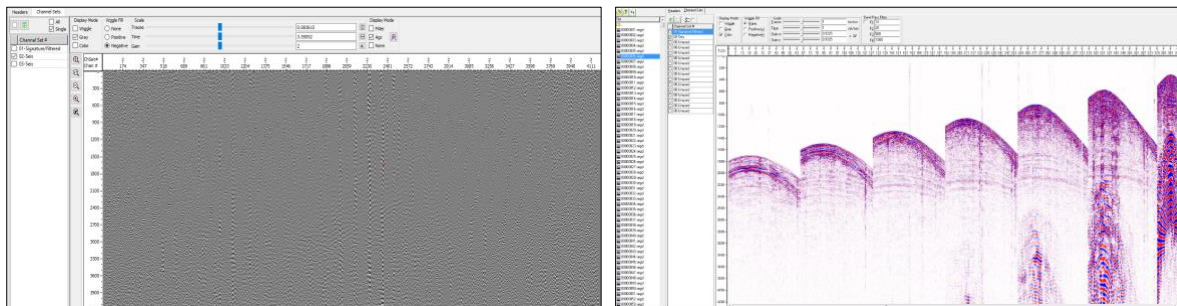


Figura 4. Despliegue de sección sísmica SEG-D FFID 3D

Formato SEG-Y 2D

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

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

XXX: Campos a llenar

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

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

Formato SEG-Y 3D

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

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

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

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

Medio: La información se debe entregar en medio digital

Formatos: SEG-D, SEG-Y.

1.4.1.1.3 Coordenadas de adquisición 2D y 3D.

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

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

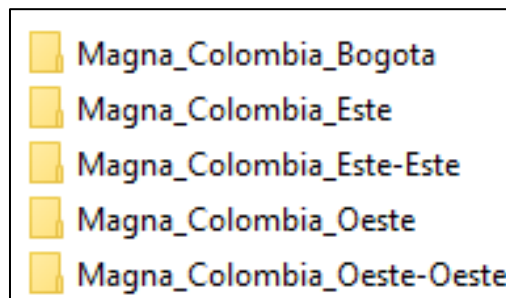


Figura 5. Carpeta coordenadas

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

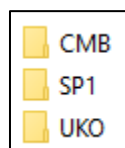


Figura 6. Formatos de coordenadas adquisición

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

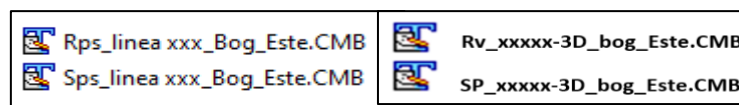


Figura 7. Archivos de coordenadas adquisición 2D-3D

Metadatos de header 2D y 3D

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

Medio: La información se debe entregar en medio digital

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

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

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

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

Figura 8. Header de las coordenadas de adquisición 2D

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

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

Figura 9. Header de las coordenadas de adquisición 3D

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

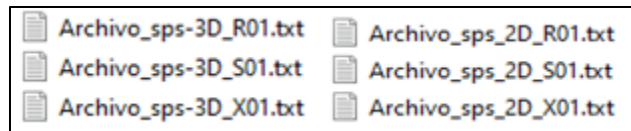


Figura 10. Archivos SPS

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

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

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

Medio: La información se debe entregar en medio digital.

Formatos: ASCII, TXT.

1.4.1.1.4 Reportes semanales.

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

Medio: La información se debe entregar en medio digital.

Formato: PDF.

1.4.1.1.5 Reporte de observador 2D y 3D.

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

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

Hoja de parámetros. Contiene resumidas las generalidades del programa y los parámetros de registro, e incluye datos como compañía operadora, compañía de servicios, tipo de programa sísmico, nombre del programa sísmico, línea o swath, grupo sísmico, fecha de adquisición, nombre del observador y su asistente, formato de cinta, número de cinta, dirección de línea, número de canales, número de 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

- | | | |
|--------------------------------|--|--------------------------------|
| <div>COMPANHIA OPERADORA</div> | <div>ENCABEZAÇO: PROGRAMA 2D/3D; LINEA, SWATH, CONTRATO O BLOQUE</div> | <div>COMPANHIA SERVICIOS</div> |
|--------------------------------|--|--------------------------------|

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.

- 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.

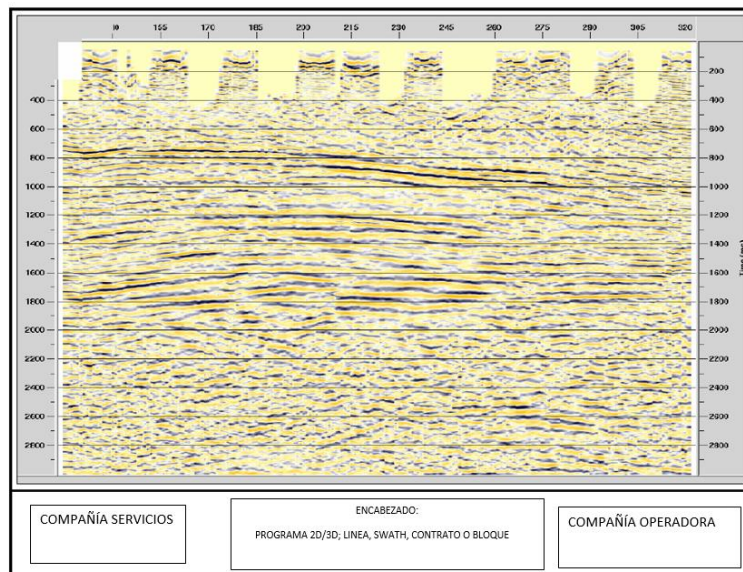


Figura 13. Apilado de campo

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.

1.4.1.2.3 Coordenadas de adquisición 2D y 3D.

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

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

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

Medio: La información se debe entregar en medio digital.

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

1.4.1.2.4 Reportes semanales.

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

Medio: La información se debe entregar en medio digital.

Formato: PDF.

1.4.1.2.5 Reporte de observador 2D y 3D.

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

Reporte de observador (Tablas metadato técnico)

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Medio: La información se debe entregar en medio digital.

Formato: PDF.

1.4.1.2.6 Proceso a bordo.

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

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

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

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

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

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

Medio: La información se debe entregar en medio digital.

Formato: SEG-Y.

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

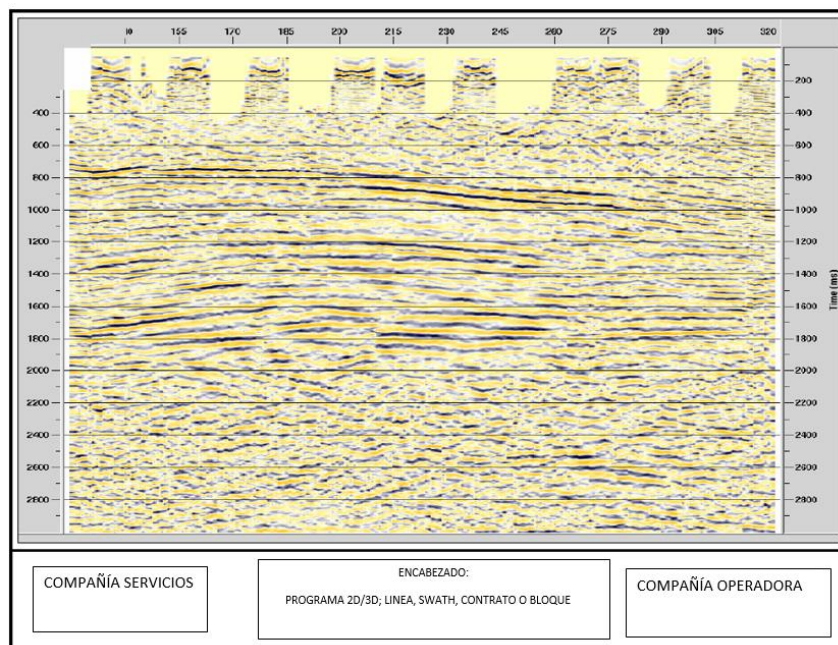


Figura 14. Apilado a bordo

Medio: La información se debe entregar en medio digital.

Formato: PDF.

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

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

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

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

- 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 azimuth, mapa de las líneas y/o swaths procesados, datum de la sísmica, velocidad de reemplazamiento, tipos de procesos obtenidos (STK_I-I, STK_O-O, MIG_I-I, MIG_O-O, PSTM_I-I, PSTM_O-O, PSDM_I-I, PSDM_O-O, offsets (near.mid, and far), migraciones con diferentes porcentajes de velocidades, procesos especiales, atributos, etc.).
- Tablas donde se evidencie la relación CDP/SP de las líneas 2D, InLine y XLine procesadas.
- Campos de velocidades y valores de estáticas.
- Descripción y resultados del proceso relacionado con el “mistie” entre las líneas 2D.
- Conclusiones y recomendaciones.

Medio: La información se debe entregar en medio digital.

Formato: PDF.

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

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

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

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

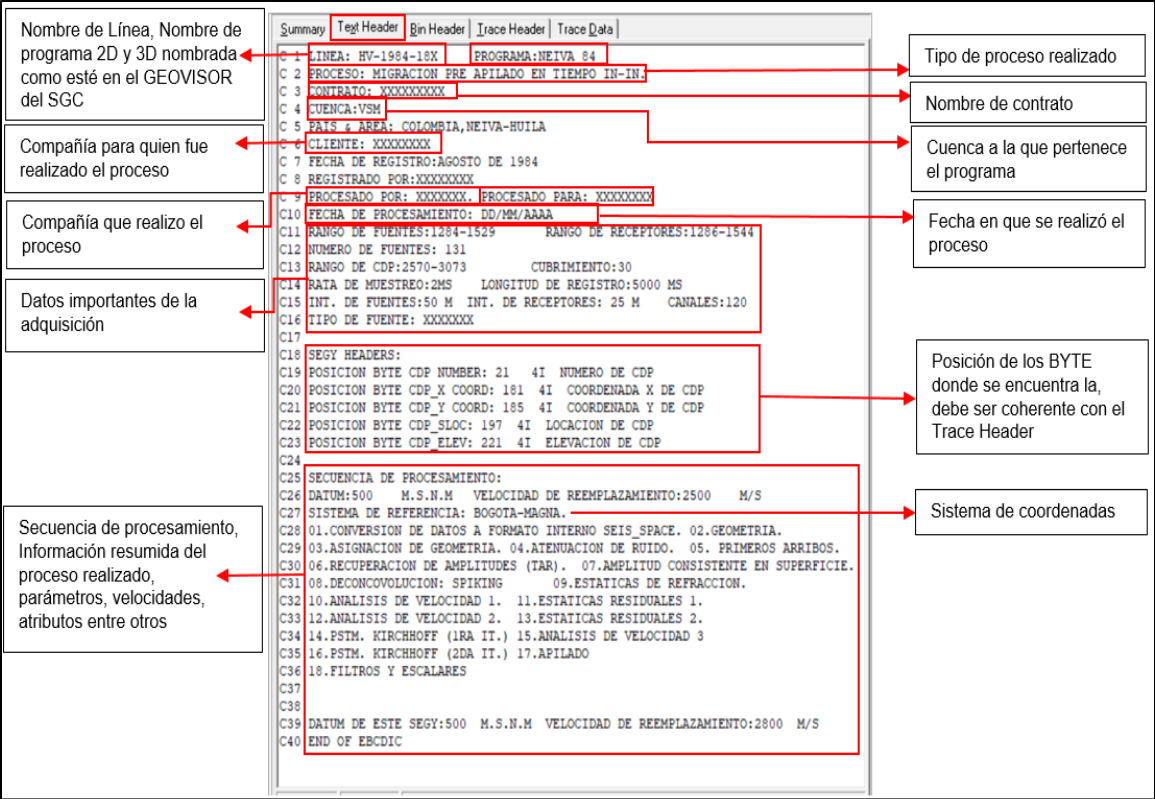


Figura 15. Text Header sísmica 2D

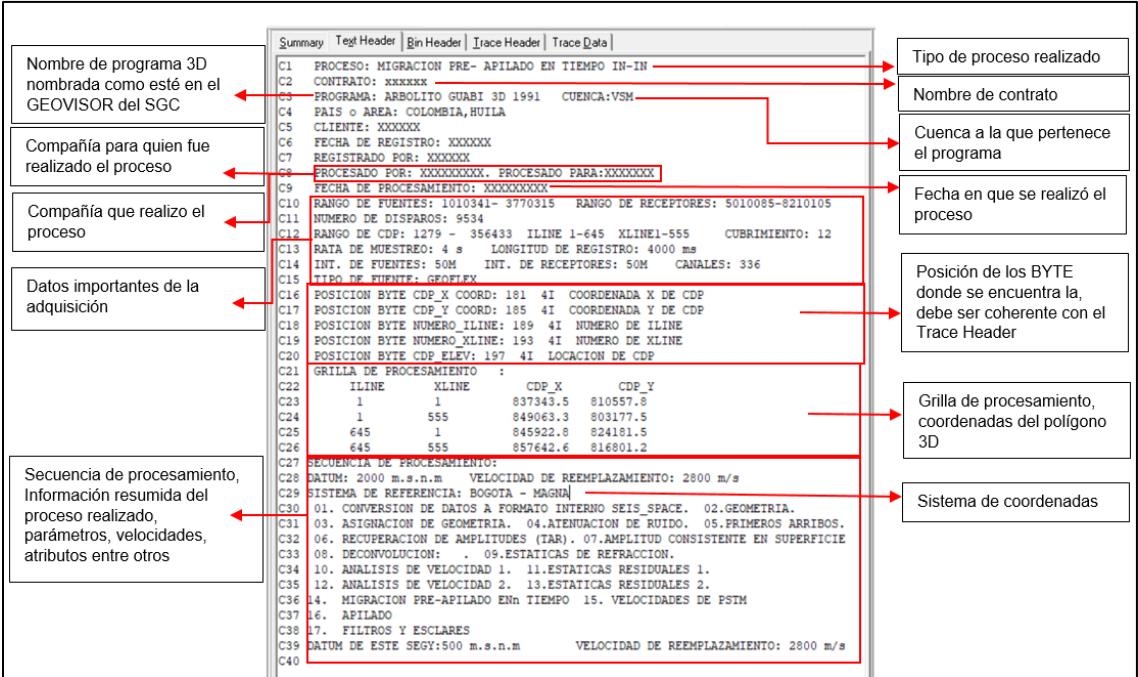


Figura 16. Text Header sísmica 3D

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).

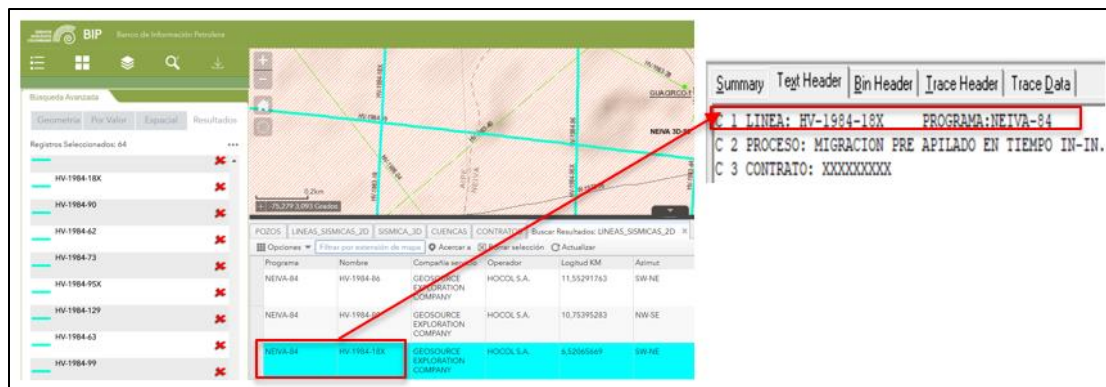


Figura 17. Validación en Geovisor

- **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.
- **Mapa 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 consecuente 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)

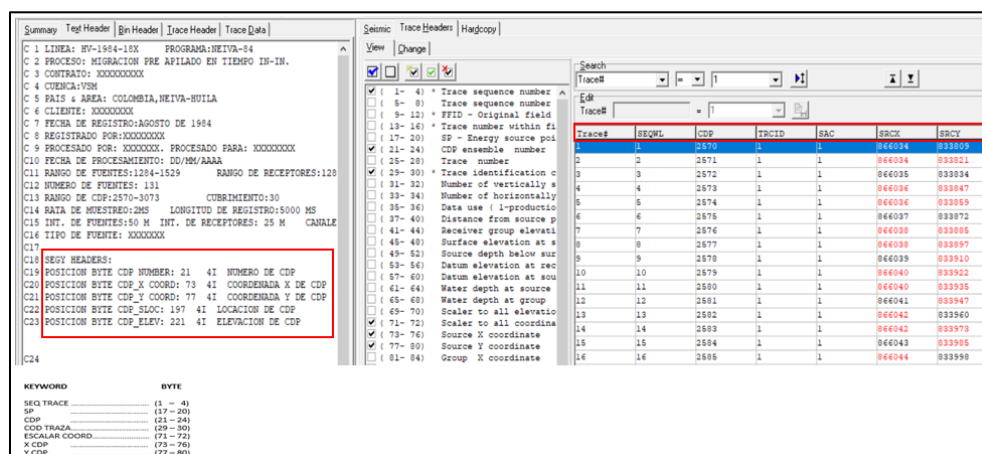


Figura 18. Metadatos Trace header sísmica 2D

- **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).

Summary

Test Header

Bin Header

Trace Header

Trace Data

C1 PROCESO: MIGRACION PRE- AFIADO EN TIEMPO IN-IN

C2 CONTRATO: XXXXXX

C3 PROGRAMA: ARBOLITO GUABI 3D 1991 CUENCA:VSM

C4 PAIS o AREA: COLOMBIA,BUILA

C5 CLIENTE: XXXXXX

C6 FECHA DE REGISTRO: XXXXXX

C7 REGISTRADO POR: XXXXXX

C8 PROCESADO POR: XXXXXXXXXX. PROCESADO PARA:XXXXXX

C9 FECHA DE PROCESAMIENTO: XXXXXXXXXX

C10 RANGO DE FUENTES: 1010341- 3770315 RANGO DE RECEPTORES: 5

C11 NUMERO DE DISPAROS: 9534

C12 RANGO DE CDP: 1279 - 356493 ILINE 1-645 XLINE1-555

C13 RAITA DE MUESTRO: 4 s LONGITUD DE REGISTRO: 4000 ms

C14 INT. DE FUENTES: 50M INT. DE RECEPTORES: 50M CAÑALES:

C15 TIPO DE FUENTE: GEOFLEX

C16 POSICION BYTE CDP_X COORD: 181 4I COORDENADA X DE CDP

C17 POSICION BYTE CDP_Y COORD: 185 4I COORDENADA Y DE CDP

C18 POSICION BYTE NUMERO_XLINE: 189 4I NUMERO DE ILINE

C19 POSICION BYTE NUMERO_XLINE: 193 4I NUMERO DE XLINE

C20 POSICION BYTE CDP_ELEV: 197 4I LOCACION DE CDP

Seismic

Trace Headers

Hardcopy

View

Change

☒

(1- 4)

* Trace sequence

☐

(5- 8)

Trace sequence

☐

(9- 12)

* FTID - Original

☐

(13- 16)

* Trace number

☐

(17- 20)

* SP - Energy s

☐

(21- 24)

CDP ensemble

☐

(25- 28)

Trace number

☒

(29- 30)

* Trace identifi

☐

(31- 32)

Number of ver

☐

(33- 34)

Number of hor

☐

(35- 36)

Data use (1-1

☐

(37- 40)

Distance from

☐

(41- 44)

Receiver grou

☐

(45- 48)

Surface elevat

☐

(49- 52)

Source depth

☐

(53- 56)

Datum elevati

☐

(57- 60)

Datum elevati

☐

(61- 64)

Water depth at

☐

(65- 68)

Water depth at

☐

(69- 70)

Scaler to all

☐

(71- 72)

Scaler to all

☐

(73- 76)

Source X coord

Search

Trace#

Edt

Trace#

Trace#	SEQWL	TRCID	SAC	CDP-X	CDP-Y	INLINE#	XLINE#
1	1	1	1	840924	808162	3	169
2	2	1	1	840945	808349	3	170
3	3	1	1	840967	808335	3	171
4	4	1	1	840988	808322	3	172
5	5	1	1	841009	808309	3	173
6	6	1	1	841030	808295	3	174
7	7	1	1	841051	808282	3	175
8	8	1	1	841072	808269	3	176
9	9	1	1	841093	808256	3	177
10	10	1	1	841115	808242	3	178
11	11	1	1	841136	808229	3	179
12	12	1	1	841157	808216	3	180
13	13	1	1	841178	808202	3	181
14	14	1	1	841199	808189	3	182

KEYWORD

SEQ TRACE

SP

CDP

COD TRAZA

ESCALAR COORD

X CDP

Y CDP

INLINE

XLINE

BYTE

(1 - 4)

(17 - 20)

(21 - 24)

(29 - 30)

(71 - 72)

(73 - 76)

(77 - 80)

(189 - 192)

(193 - 196)

Figura 19. Metadatos Trace header sísmica 3D

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

Medio: La información se debe entregar en medio digital.

Formato: SEG-Y.

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

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

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

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

Figura 20. Formato de las coordenadas de proceso 2D

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

Figura 21. Formato de las coordenadas de proceso 3D

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

Medio: Digital.

Formatos: ASCII o TXT y shape.

1.4.1.3.4 Archivos de velocidades 2D y 3D.

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

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

El header debe contener:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

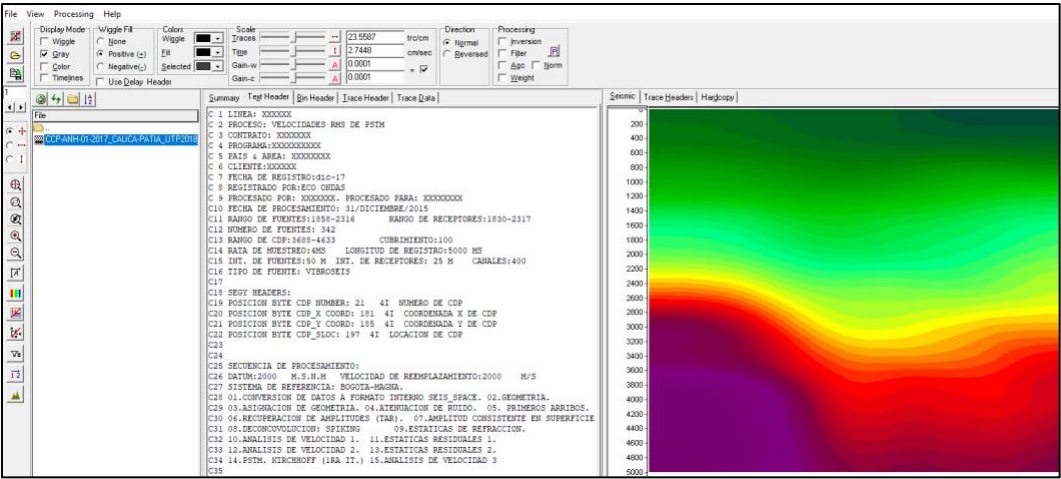


Figura 24. Visualización archivos de velocidades. SEG-Y

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

COMPañIA OPERADORA:XXXXXXX				
CONTRATO:XXXXXX				
COMPañIA PROCESO: XXXXXXXX				
FECHA: DD-MM-AAAA				
CUENCA:XXXXXXXXXX				
PROGRAMA: XXXXXXXXX				
LINEA: XXXXX				
VELOCIDADES DE PSTM (RMS, INT..)				
CDP	X_COORD	Y_COORD	TIME	VEL
3728	715648	774526	0	1848
3728	715648	774526	300	1908
3728	715648	774526	600	2045
3728	715648	774526	900	2266
3728	715648	774526	1200	2481
3728	715648	774526	1500	2860
3728	715648	774526	1800	3079
3728	715648	774526	2100	3296
3728	715648	774526	2400	3649
3728	715648	774526	2700	4138
3728	715648	774526	3000	4633
3728	715648	774526	3300	4654
3728	715648	774526	3600	4899
3728	715648	774526	3900	5415
3728	715648	774526	4200	5525
3728	715648	774526	4500	5555
3728	715648	774526	4800	5585
3768	715997	774298	0	1821
3768	715997	774298	300	1878
3768	715997	774298	600	2018
3768	715997	774298	900	2239
3768	715997	774298	1200	2449
3768	715997	774298	1500	2805
3768	715997	774298	1800	3020
3768	715997	774298	2100	3223
3768	715997	774298	2400	3516
3768	715997	774298	2700	3963

Figura 25. Archivos ASCII de velocidades

Medio: Digital.
Formatos: SEG-Y, ASCII.

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

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

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

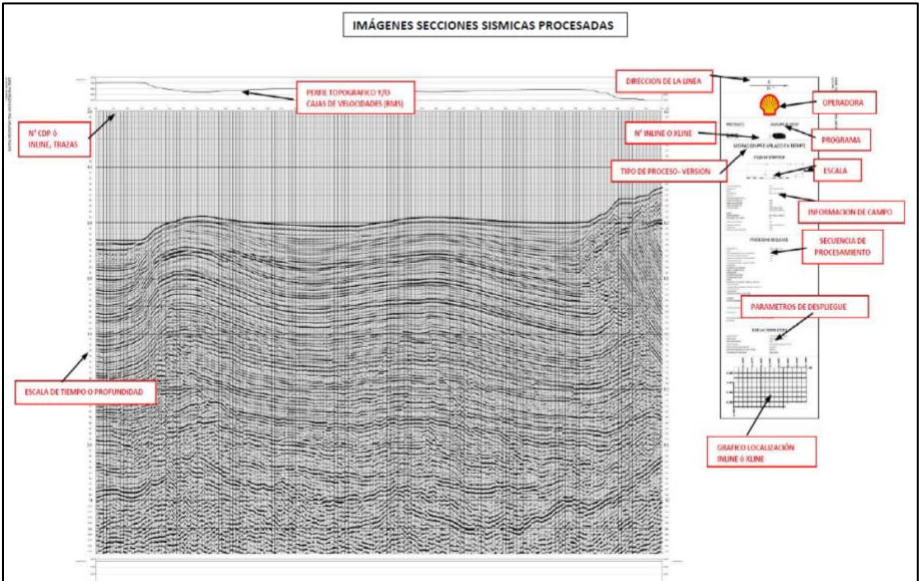


Figura 26. Imagen de sección sísmica procesada

INFORMACION DE CAMPO	SECUENCIA DE PROCESAMIENTO
FECHA DE ADQUISICION:	PROCESADO POR:
GRABADO POR:	FECHA:
GRUPO:	PLANO DE REFERENCIA PARA PROCESAMIENTO
GRABADO PARA:	VELOCIDAD DE REEMPLAZAMIENTO
REGISTRO:	INTERVALO DE MUESTREO EN PROCESAMIENTO
TIPO DE INSTRUMENTO: DFS-V	LONGITUD DE PROCESO
FORMATO DE GRABACION:	FLUJO DE PROCESAMIENTO
INTERVALO DE MUESTREO:	
LONGITUD DE REGISTRO:	
FILTROS DE CAMPO:	
FUENTE:	
FUENTE DE ENERGIA:	
PROFUNDIDAD DE LA FUENTE:	
INTERVALO DE DISPARO:	
NUMERO DE CANALES:	
CUBRIMIENTO:	
DISTANCIA ENTRE RECEPTORES:	

PARAMETROS DE DESPLIEGUE
Escala Horizontal:
Escala Vertical:
Ganancia de Graficado:
Tipo de Polaridad:
Plano de Referencia para Graficado:
Velocidad de Reemplazamiento para Graficado:
Coordenadas Del Mapa: Bogota

Figura 27. Header Imagen de sección sísmica procesada

Sección sísmica

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

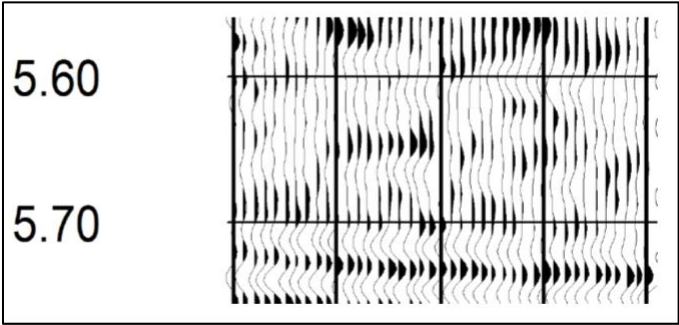


Figura 28. Resolución de las imágenes procesadas

Medio: Digital.
Formatos: CGM o TIFF o JPG o PDF.

1.4.1.3.6 Gathers.

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

Header del Gather: debe contener como mínimo estos datos:

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

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

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

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

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

Figura 29. Byte de ubicación Metadatos Gathers 2D

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

Figura 30. Byte de ubicación Metadatos Shot Geometría 2D

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

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

Figura 31. Byte de ubicación Metadatos Gathers 3D

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

Figura 32. Byte de ubicación Metadatos Shot Geometría 3D

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

Medio: Digital.

Formato: SEG-Y.

PROCESO AVO 3D Y 2D

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

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

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

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

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

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

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

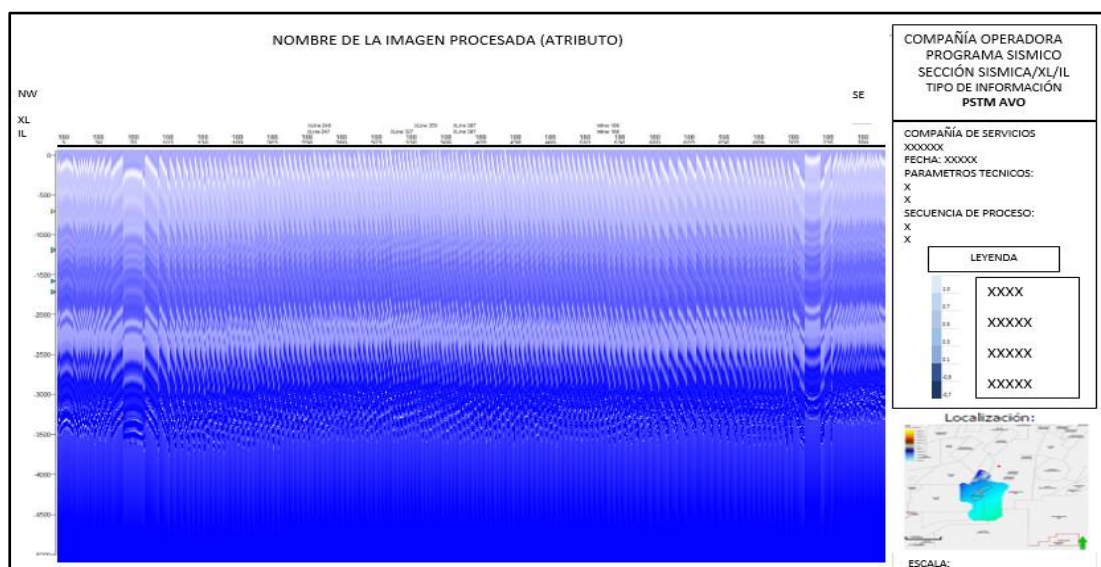


Figura 33. Formato de entrega para imágenes con atributos especiales

1.4.1.4 Interpretación sísmica 2D y 3D.

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

1.4.1.4.1 Informe de interpretación.

El informe de interpretación debe contener:

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

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

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

Medio: Digital.

Formato: PDF.

1.4.1.4.2 Backup de software.

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

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

1.4.1.4.3 Imágenes de las secciones sísmicas interpretadas.

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

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

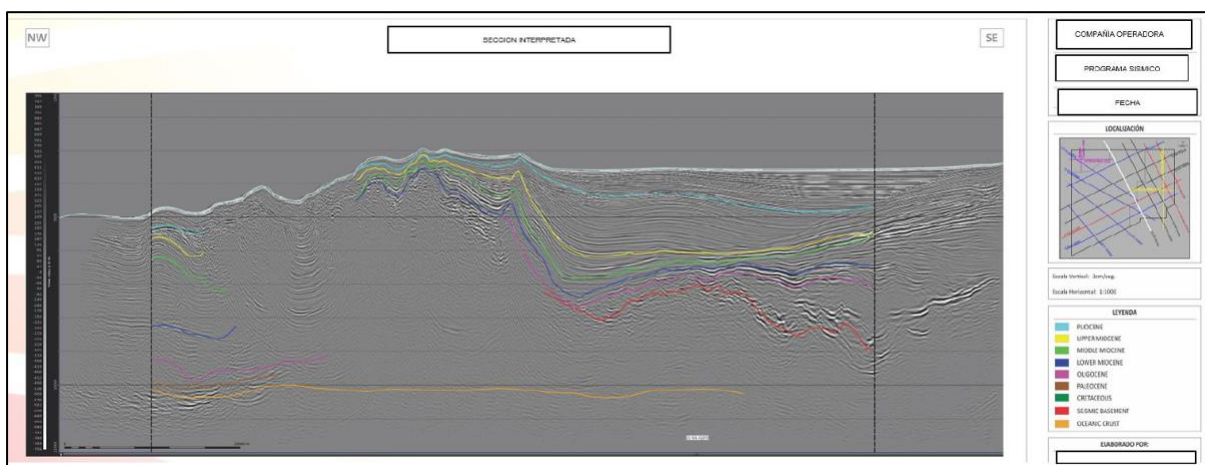


Figura 34. Sección sísmica interpretada

Medio: Digital.

Formatos: PDF.

1.4.1.4.4 Archivos ASCII de horizontes y/o fallas.

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

- operadora y/o compañía de servicios, nombre del horizonte y/o falla interpretada, cuenca, fecha de interpretación, sistema de referencia (datum y origen).
- **Contenido archivos ASCII horizontes y/o fallas 2D y 3D.** Columnas con metadatos de punto ID, coordenada X, coordenada Y, Z, tiempo o profundidad (Figura 35)

10_Green_d-Reflector-tertiary * x			
COMPAÑÍA:			
CONTRATO:			
PROGRAMA:			
FECHA:			
HORIZONTE Y/O FALLA:			
	Coord. X	Coord. Y	Z
1088	898832.93449	1790583.82128	-6349.63184
1088	898863.51068	1790623.38258	-6352.43701
1089	898894.08686	1790662.94389	-6354.88379
1089	898924.66305	1790702.50519	-6357.17236
1090	898955.23923	1790742.06650	-6359.42871
1090	898872.49579	1790553.24509	-6361.76270
1091	898903.07198	1790592.80640	-6363.78271
1091	898933.64817	1790632.36770	-6365.85107
1092	898964.22435	1790671.92901	-6368.07422
1092	898994.80054	1790711.49031	-6370.62207
1093	899025.37672	1790751.05162	-6372.79297
1093	899055.95291	1790790.61292	-6374.27588
1094	899086.52909	1790830.17423	-6375.07715
1094	899117.10528	1790869.73553	-6375.61426
1095	899147.68146	1790909.29684	-6263.52539
1095	899178.25765	1790948.85814	-6266.31787
1096	899208.83383	1790988.41945	-6269.25293
1096	899239.41002	1791027.98075	-6282.27148
1097	899269.98621	1791067.54206	-6292.17383
1097	899300.56239	1791107.10336	-6297.92773
1098	899331.13858	1791146.66466	-6301.52930
1098	899361.71476	1791186.22597	-6303.79785
1099	899392.29095	1791225.78727	-6305.64014

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

Medio: Digital.
Formatos: ASCII, TXT.

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

1.4.2 Gravimetría

1.4.2.1 Adquisición

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

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

1.4.2.2 Procesamiento

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

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

1.4.2.3 Interpretación

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

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

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

1.4.3 Aerogravimetría

1.4.3.1 Adquisición

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

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

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

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

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

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

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

Medio: Los archivos se deben entregar en medio digital.

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

1.4.3.2 Procesamiento

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

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

1.4.3.3 Interpretación

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

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

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

1.4.4 Magnetometría

1.4.4.1 Adquisición

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

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

1.4.4.2 Procesamiento

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

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

1.4.4.3 Interpretación

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

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

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

1.4.5 Aeromagnetometría

1.4.5.1 Adquisición

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

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

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

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

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

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

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

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

1.4.5.2 Procesamiento

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

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

1.4.5.3 Interpretación

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

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

1.4.6 Electromagnetismo (Magnetotelúrica)

1.4.6.1 Adquisición

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

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

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

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

Datos de adquisición

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



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

1.4.6.2 Procesamiento

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

Datos de procesamiento.

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

1.4.6.3 Interpretación

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

Datos de interpretación

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

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

1.4.7 Geoeléctrica

1.4.7.1 Adquisición

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

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

1.4.7.2 Procesamiento

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

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

1.4.7.3 Interpretación

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

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

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

1.4.8 Batimetría

1.4.8.1 Adquisición

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

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

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

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

1.4.8.2 Procesamiento

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

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

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

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

1.4.8.3 Interpretación

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

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

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

1.4.9 Geotermia

1.4.9.1 Adquisición

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

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

1.4.9.2 Procesamiento

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

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

1.4.9.3 Interpretación

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

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

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

1.5 Bibliografía

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

Estándares, <https://seg.org/Publications/SEG-Technical-Standards/>



Anexo Técnico n.º 2: Operaciones de pozos

Servicio Geológico Colombiano - Banco de Información Petrolera

Bogotá, Mayo de 2021

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	<i>Información ambiental y social</i>	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	<i>Medidas de manejo ambiental para pozos estratigráficos</i>	13
2.7	Planeación del pozo	14
2.7.1	<i>Informe de intención de perforar</i>	14
2.8	Perforación y completamiento	15
2.8.1	<i>Informes asociados a la perforación del pozo</i>	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	<i>Registros de perforación (Mud Logging)</i>	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).	26
2.9.1.5	Registro hidromecánico de perforación HMSE.	27
2.9.1.6	Registro de energía mecánica específica MSE.	28
2.9.2	<i>Registros tomados de pruebas de presión y producción</i>	28
2.9.3	<i>Registro de evaluación e interpretación petrofísica, interpretación o procesamiento de otros registros.</i>	28
2.9.4	<i>Registro gráfico compuesto.</i>	29
2.9.5	<i>Sísmica de pozo</i>	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	<i>Registros tomados de pruebas de fondo.</i>	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	<i>Análisis de resultados de Abandono.</i>	39
2.19	Bibliografía	40



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. 27

Tabla 10. Modelo de canales del registro MSE..... 28

Tabla 11. Modelo de canales del registro RGC. 30

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



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 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 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	
		Medidas de manejo ambiental para pozos estratigráficos.	
Planeación	Prognosis del pozo	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 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

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 (<i>Mud Logging</i>).	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
		Reportes de adquisición y procesamiento, reporte de velocidades checkshot-VSP-Synthetic seismogram (sismograma sintético)	
	Sísmica de pozo	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	Informe consolidado de pruebas de pozo.	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.
		Informe de resultados de trabajos realizados	Si aplica de acuerdo con Forma 10CR entregada y aprobada por la ANH.
	Información de inyección	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 estratigráficos.

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.º 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:

- i. 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
- ii. 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

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

- v. 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.
- vi. Conclusiones.
- vii. 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 intervino 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 litoestratigráfica encontradas. Debe contener descripción de las unidades litoestratigráfica presentes, topos 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°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.

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.

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 hinchamientoases-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, numero 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.

2.9 Registros tomados.

Corresponden a todos los registros relacionados en la forma 6CR entregada y aprobada por la ANH y los establecidos en la Resolución 181495 de 02 de septiembre de 2009 del Ministerio de Minas y Energía, y aquellos que se incluyan posterior a la publicación de este manual, por los entes reguladores, deben ser entregados de acuerdo con los siguientes parámetros.

Para registros de pozos se deben entregar imágenes en formatos PDF o nativos. La imagen debe ser continua y en escala legible (1:40,1:200, 1:500, 1:1000, 1:2000, etc.), con una resolución mínima de 300 dpi. En registros especiales de imágenes se deben entregar en todas las escalas legibles generadas teniendo en cuenta las enunciadas anteriormente.

Se deben entregar datos de todas las curvas o mnemónicos y/o interpretaciones obtenidas del registro respectivo, junto con imágenes, que coincidan en todos los canales representados en sus tracks, en archivos ordenados cuyo nombre de archivo contenga el nombre del pozo, el registro al cual pertenece y la fecha de inicio del registro (aplica para los archivos de datos e imágenes) (Figura 3) estructura de las carpetas.



Figura 3. Estructura de carpetas de entrega registros con muestra nombre de

La compañía debe garantizar la entrega de los datos de la información contenida en los encabezados de los archivos de imagen (Tabla 2)

Formatos digitales de entrega: digital log interchange standard (DLIS), log information standard (LIS) o Log ASCII standard (LAS) (Tabla 3)

Los encabezados de los archivos en los formatos LAS, LIS y DLIS (Tabla 4) y de los formatos PDF, TIFF, CGM y PDS y todos los que puedan llegar a generarse, deben contener la siguiente información de manera obligatoria y toda aquella información que sea competente del registro entregado.

Tabla 2. Información contenida en los encabezados de los archivos de imagen.

ARCHIVOS DE IMAGEN (pdf, tiff, cgm, etc.)	
Ítem	Descripción
Compañía Operadora	Nombre de la compañía operadora del contrato en el área que se perforó el pozo
Compañía de Servicios	Nombre de la empresa que realiza la toma del registro.
Contrato /área	
Nombre Pozo	Indicar el pozo con el mismo nombre de las formas Ministeriales
Campo	
Taladro	
Título del Servicio	Nombre del registro tomado

ARCHIVOS DE IMAGEN (pdf, tiff, cgm, etc.)	
Ítem	Descripción
Escala	1:10; 1:20;1:40; 1:200;1:500; TIME, etc.
MD o TVD	
Pasada del registro	MAIN, REPEAT, CORRELACION, SHOOT, DUMMY, etc.
Coordenadas proyectadas	Valores en metros
Coordenadas Geográficas	Dato en latitud y longitud
Elevación	Valor de la elevación
Referencia permanente	Ground Level (GL); Drill Floor (DF); Rotary Table (RT).
Registro medido desde	Ground Level (GL); Drill Floor (DF); Rotary Table (RT).
Perforación medidas desde	Ground Level (GL); Drill Floor (DF); Rotary Table (RT).
Departamento	
Ciudad	
Fecha de Registro	DD-MMM-AAAA
Numero de Corrida	1,2,3; etc.
Profundidad del registro (Tope y Base)	
Unidades de la profundidad del registro.	FT, MT
Actividad de registro	LWD-MWD-WIRELINE-MUD LOGGING, etc.
Tipo de Registro	RAW-PROCESSED-INTERPRETED, etc.
Spud date	DD-MMM-AAAA (de inicio a de operaciones)
Tamaño de la broca	8.5 Inch, 12.25 Inch, etc.
Tamaño de la tubería o Casing	7 Inch; 9.65 Inch, etc.

Tabla 3. Información contenida en los encabezados de los archivos de datos.

ARCHIVOS DE DATOS (LIS,DLIS,LAS, ASCII etc.)	
Ítem	Descripción
STRT	Se refiere a la primera profundidad (o tiempo, o número de índice) en el archivo.
STOP	Se refiere al último dato de profundidad (o tiempo, o número de índice) en el archivo.
STEP	Este valor representa la diferencia real entre cada valor de profundidad, tiempo o índice sucesivo en la sección de datos de registro
NULL	Referencia de los valores Nulos, comúnmente usados (-999, -999.25)
COMP	Compañía Operadora
SRVC	Compañía encargada del servicio o toma del registro.
WELL	Nombre de pozo tal como aparece en Formas ministeriales.
UWI	Refiere al valor único del pozo (Unique Well ID)
FLD	Nombre del Campo
LOC.	Localización (no debe tener caracteres especiales).
SECT	Sección del pozo (8.5, 12.25, etc.)

ARCHIVOS DE DATOS (LIS,DLIS,LAS, ASCII etc.)	
Ítem	Descripción
WTYP	Tipo de pozo (horizontal, desviado, vertical, etc.)
CNTY	País dónde se realiza la toma del registro.
DATE	Refiere a la fecha de toma del registro (DD-MM-AAAA) esta fecha debe coincidir con la fecha del archivo de imagen.
SPUD	Fecha de inicio de operaciones del pozo
PDAT	PERMANENT DATUM (Ground Level, Rotary Table, etc.)
Curve Block Information	Mnemónicos que deben coincidir con los archivos de Imagen y debe estar incluida en todos los formatos entregados, teniendo en cuenta que los archivos DLIS permiten incluir más de los canales de un archivo LAS o ASCII.

Tabla 4. Información contenida en los encabezados de los archivos de datos (DLIS, LIS, LAS), con muestra de archivos. LAS.

ARCHIVOS DE DATOS (LIS,DLIS,LAS, ASCII etc.)	
Muestra (LAS)	Nota
<pre>~Well·Information·Block↓ #MNEM·UNIT·...·VALUE/NAME·...·DESCRIPTION↓ #-----↓ ·SIRT·F·...·180.0000:·START·DEPTH↓ ·STOP·F·...·3510.0000:·STOP·DEPTH↓ ·STEP·F·...·0.5000:·STEP·DEPTH↓ ·NULL·...·-999.2500:·NULL·VALUE↓ ·COMP·...·...·COMPANY↓ ·SRVC·...·...·CONTRACTOR↓ ·WELL·...·...·WELL·NAME↓ ·UWI·...·...·UNIQUE·WELL·IDENTIFIER↓ ·FLD·...·...·RUBIALES:·FIELD·NAME↓ ·CREF·...·Ellipsoid·Geodetic·Reference·Sys:·CART·REFERENCE↓ ·GREF·...·Ellipsoid·World·Geodetic·System:·GEO·REFERENCE↓ ·CGSY·...·SS·MAGNA·SIRGAS·3E:·CART·GRID·SYS↓ ·GGSY·...·...·GEO·GRID·SYS↓ ·CCDE·...·Colombia·Magna·Sirgas·-·Colombia·East·Central·Zone,·Meters:·CART·COORD·DESC↓ ·GCDE·...·Generic·Lat/Long's,·Degrees,·-180·==>·+180:·GEO·COORD·DESC↓ ·MDS·...·Win·MagUTM:·MAG·DATA·SOURCESECT,·...·8.5:·SECTION↓ ·WTYP·...·Horizontal:·WELL·TYPE↓ ·XYGR·...·South·American·Coordinate·Systems:·XYGROUP↓ ·LLGR·...·Latitude/Longitude:·LLGROUP↓ ·CNTY·...·...·COUNTY↓ ·DATE·...·DD·MMM·AAAA:·START·LOGGING↓ ·SPUD·...·DD·MMM·AAAA:·SPUD·DATE↓ ·PDAT·...·Ground·Level:·PERMANENT·DATUM↓</pre>	Seguir Lineamientos de estructura de los estándares enunciados para Formatos LIS,DLIS y LAS

ARCHIVOS DE DATOS (LIS,DLIS,LAS, ASCII etc.)	
Muestra (LAS)	Nota
<pre>~Curve-Information-Block #MNEM.UNIT.....API.CODE.....Curve-Description #----- .DEPT.F.....00.000.000.000:..Depth .SROP.fph.....00.000.000.000:..Smoothed-Rate-of-Penetration .SGRC.api.....00.000.000.000:..Smoothed-Gamma-Ray-Combined .ARH16P.ohmm.....00.000.000.000:..Smoothed-Average-16in-2M-Phase-Resistivity .ARH32P.ohmm.....00.000.000.000:..Smoothed-Average-32in-2M-Phase-Resistivity .ARH48P.ohmm.....00.000.000.000:..Smoothed-Average-48in-2M-Phase-Resistivity .ARM48P.ohmm.....00.000.000.000:..Smoothed-Average-48in-500k-Phase-Resistivity .GRDD.ptpf.....00.000.000.000:..Gamma-Ray-Data-Density .RESDD.ptpf.....00.000.000.000:..Resistivity-Data-Density </pre>	

Se debe incluir información completa del encabezado del registro, de acuerdo con los estándares internacionales.

Se debe entregar la información de registros obtenida a hueco abierto o revestido (Mud logging, Wireline, MWD, LWD, según corresponda) y los datos originales, editados, procesados e interpretados, y cuya curva de índice venga en función de la profundidad y/o el tiempo, según cada caso particular.

El encabezado de los archivos de datos DLIS-LAS-LIS-SEGYY debe incluir todas las corridas principales y las secciones repetidas (todas las que se realicen).

2.9.1 Registros de perforación (Mud Logging).

Son aquellos tomados para el monitoreo pie a pie o metro a metro de las condiciones de la perforación, los encabezados deben contener la información mencionada en el punto 2.9. “Registros Tomados” de acuerdo al formato que tenga cada compañía de servicios, sin eximir lo que la compañía considere importante para el registro (Figura 4), estos registros se entregan al BIP, siempre y cuando hayan sido exigidos por el ente regulador y estén relacionados en la forma 6CR o se hayan obtenido a criterio de las necesidades de la operador.

Nombre de registro y nombre del pozo seguido de tipo de profundidad (MD o TVD)			
OPERADOR: POZO: LOCALIZACIÓN: PAIS: UNIDAD: GLE: RTE: TALADRO: INICIO DE PERFORACIÓN: FINALIZO PERFORACIÓN: PROFUNDIDAD FINAL: ESCALA: 1:500	PERSONAL:	COORDENADAS	DATOS DEL HUECO
		SUPERFICIE: N: E:	FONDO: N: E:
			DATOS DEL LODO
<div>Leyenda</div> <div>Datos de Perforación:</div> <div>BC bit condition</div> <div>BS bit size</div> <div>CB core bit</div> <div>CBR core bit re-run</div> <div>CR core</div> <div>CSG casing</div> <div>DC depth correction</div> <div>DIR directional survey</div> <div>DS deviation survey</div> <div>DST drill stem test</div> <div>LC lost circulation</div> <div>LCM lost circ material</div> <div>MM mud motor</div> <div>NB new bit</div> <div>PO pump output</div> <div>PP pump pressure</div> <div>RPM rotary speed</div> <div>RR re-run bit</div> <div>SPM pump strokes</div> <div>SPP stand pipe pressure</div> <div>TQ torque</div> <div>TVD true vertical depth</div> <div>WLL wireline log</div> <div>WOB weight on bit</div> <div>Datos de Lodo:</div> <div>CL clonides</div> <div>FC filler cake</div> <div>PV funnel viscosity</div> <div>LAT lagged after trip</div> <div>MW mud weight</div> <div>NB no neutron</div> <div>pH mud pH</div> <div>PV plastic viscosity</div> <div>WL water loss</div> <div>YP yield point</div> <div>YS yield stress</div> <div>Datos de Gas:</div> <div>CG connection gas</div> <div>PG produced gas</div> <div>SG suab gas</div> <div>TG trip gas</div> <div>FG Formation Gas</div> <div>BGG Background Gas</div> <div>Gas Equivalence: 1% Gas = 10,000 ppm = 100 Unit</div>	Litología		
	Fosil		
	Mineral		
	Ingeniería		
	Geología		
Contaminantes			
Manifestaciones de Aceite			

Figura 4. Modelo de encabezado registros perforación (Mud Logging).

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 HC CO2	Cromatografía en ppm	Descripción litológica	Comentarios
	Ejemplo: RPM TORQUE Standpipe Pressure Flow In, etc.	Ejemplo: ROP ROP_AVG	MD o TVD según registro						C1 C2 C3 iC4 nC4 iC5 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		Ejemplo: Standpipe pressure Flow In, Mud Density 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			C1 C2 C3 iC4 nC4 iC5 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 exponet (DEXP) y D exponet 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 CO ₂	Mud density out, ECD, Fracture Gradient, Formation Gradient	Bloody, lump Splintered, Tabular, Angular, Reworked, etc.			Mud Temp In, Mud Temp Out, Caving (gal/min).	Ejemplo: RPM TORQUE ROP, ROP_AVG, etc.	S. Azimuth, S. Dogleg, S. Inclination, 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	Profundidad	Formación	Comentarios	hidráulica	Desviaciones	Hydromechanics energy	Litología Interpretada Fósiles-Minerales	Drilling Data	DERRUMBES-HOLE CONDITION %
				Presión diferencial presión de bombas Caving Tasa de Circulación ECD, etc.	Azimuth, Dogleg, Inclination, etc.	MSE (psi)		ROP, RPM, Rotary Torque, KWOB, etc.	Blooky, 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 lodos
- 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
- 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, sónico 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 COMPUSTO	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, sónico 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 sónico (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:

- Curvas de velocidades (gráfica de velocidad versus tiempo, velocidad promedio y velocidad interválica)

- 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.

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.

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 inyektividad.
- 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 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.

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 batimétricos 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).

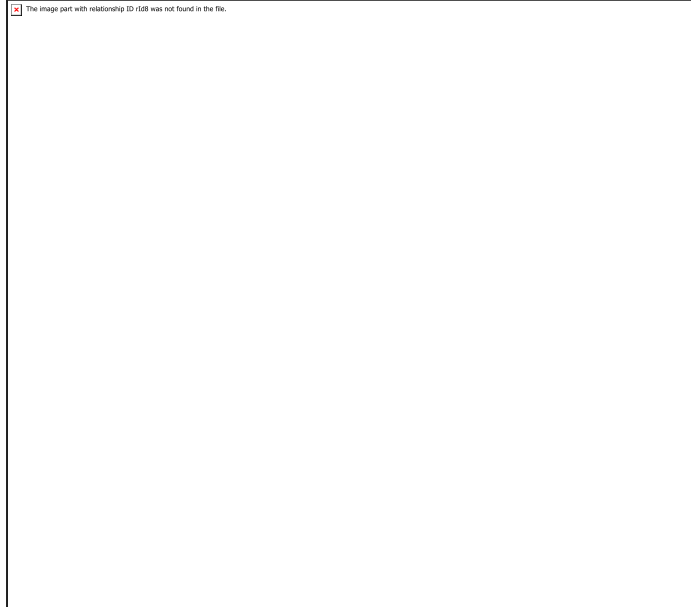


Figura 1. Ejemplo tabla de contenido.

- 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 tramite, 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 entrega 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

Introducción

6

4.2

Alcance.....

7

4.3

Glosario.....

8

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 cartográfica

23

4.7

Descripción de la base de datos

24

4.8

Catálogo de objetos y símbolos

29

4.9

Estilo de anotaciones.....

30

4.10

Salida gráfica.....

33

4.11

Metadato de los objetos geográficos.....

36

4.11.1

Información de Identificación

36

4.11.2

Metadato de referencia.....

36

4.12

Bibliografía

37



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 ráster 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 entregadas en la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), con el estándar que se relaciona en el presente manual, la ANH facilitara 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	CONTENIDO	DESCRIPCIÓN
	INFORME	MAPAS O INFORMACIÓN GEOGRÁFICA REQUERIDA	CAPAS GEOGRÁFICAS, DATOS Y TABLAS MÍNIMOS QUE DEBEN ESTAR CONTENIDAS EN EL MAPA
GEOLOGÍA	Bioestratigrafía (Paleontología y/o Palinología). Todos los Mapas en formato con los elementos descritos en la salida gráfica	Mapa Puntos de Muestreo	*Puntos de Muestreo *Información Base GDB IGAC
	Petrografía Todos los Mapas en formato con los elementos descritos en la salida gráfica	Mapa Puntos de Muestreo	*Puntos de Muestreo *Información Base GDB IGAC
	Geología Estructural (Sedimentologico-Estratigrafia) Todos los Mapas en formato con los elementos	Mapa Geológico generado por la Compañía	*Falla *Pliegue *Unidades Geológicas *Contorno Estructural *Imagen Estructural

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

TIPO DE INFORMACIÓN	PRODUCTO	CONTENIDO	DESCRIPCIÓN
	INFORME	MAPAS O INFORMACIÓN GEOGRÁFICA REQUERIDA	CAPAS GEOGRÁFICAS, DATOS Y TABLAS MÍNIMOS QUE DEBEN ESTAR CONTENIDAS EN EL MAPA
		Mapa Anomalía Regional Bouguer Total	*Anomalía 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
	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 Anomalía Magnética	*Anomalía Magnética *Escala Gráfica
		Mapa Anomalía Magnética Regional RTP	*Anomalía Magnética Regional *Escala Gráfica
		Mapa Anomalía Magnética Residual RTP	*Anomalía 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	*Primera Derivada RTP *Escala Gráfica
		Mapa Segunda Derivada	*Segunda Derivada RTP *Escala Gráfica

TIPO DE INFORMACIÓN	PRODUCTO	CONTENIDO	DESCRIPCIÓN
	INFORME	MAPAS O INFORMACIÓN GEOGRÁFICA REQUERIDA	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
		Mapa Aeromagnético Ternario K-U-Th	*Ternario K-U-Th *Escala Gráfica
		Mapa Aeromagnético del Campo Magnético	*Campo Magnético *Escala Gráfica
		Mapa Aeromagnético Primera Derivada	*Primera Derivada RTP *Escala Gráfica
		Mapa Aereomagnético de trayectoria de vuelo	*Línea de recorrido de vuelo *Escala Gráfica
	Electromagnetismo	Mapa Área de Estudio Magnetotelúrica	*Proyecto Magnetotelúrica *Sondeo Magnetotelúrico *Estación Magnetotelurica *Estación Magnetotelurica Procesada *Información Base GDB IGAC
		Mapa Perfil	*Perfil Magnetotelúrico *Información Base GDB IGAC
		Mapa Modelo de Resistividad	*Modelo Resistividad *Escala Gráfica
	Geoeléctrica - Sondeos Eléctricos Verticales	Mapa Área de Estudio	*Proyecto Geoeléctrica *Diseño SEV (Sondeo eléctrico vertical) *Adquisición SEV *Información Base GDB IGAC *Escala gráfica
	Todos los Mapas en formato con los elementos descritos en la salida gráfica		
	Todos los Mapas en formato con los elementos descritos en la salida gráfica		

TIPO DE INFORMACIÓN	PRODUCTO	CONTENIDO	DESCRIPCIÓN
	INFORME	MAPAS O INFORMACIÓN GEOGRÁFICA REQUERIDA	CAPAS GEOGRÁFICAS, DATOS Y TABLAS MÍNIMOS QUE DEBEN ESTAR CONTENIDAS EN EL MAPA
		Mapa Geoeléctrico 2D	* Modelo 2D SEV * Información Base GDB IGAC * Escala gráfica
		Mapa Tomografía	* Tomografía Eléctrica * Información Base GDB IGAC
	Geotermia Todos los Mapas en formato con los elementos descritos en la salida gráfica	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 Sísmicos SÍSMICA 2D y 3D ONSHORE Y OFFSHORE ** Estos mapas no aplican para sísmica offshore Todos los Mapas en formato con los elementos descritos en la salida gráfica	Mapa Localización General	* Programa Sísmico (polígono del programa 2D ó 3D) * Línea Sísmica 2D * Tierras ANH Vigente * Tabla de coordenadas pos-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

TIPO DE INFORMACIÓN	PRODUCTO	CONTENIDO	DESCRIPCIÓN
	INFORME	MAPAS O INFORMACIÓN GEOGRÁFICA REQUERIDA	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

TIPO DE INFORMACIÓN	PRODUCTO	CONTENIDO	DESCRIPCIÓN
	INFORME	MAPAS O INFORMACIÓN GEOGRÁFICA REQUERIDA	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	Shapes del área o línea procesada (exclusivamente)	*Programa Sísmico 3D *Línea Sísmica 2D
	Informe de Interpretación Sísmica Todos los Mapas en formato con los elementos descritos en la salida gráfica	Mapas estructurales en Superficie de los horizontes	*Contorno Estructural *Imagen Estructural * Falla *Pliegue *Tierras ANH Vigente *Escala de colores con unidades *Ejes de Escala (tiempo - profundidad)
	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 *Mojón de referencia (Propio o IGAC) *Distancia lindero más cercano (Elemento gráfico) * Tierras ANH Vigente *Información Base GDB IGAC *Cuadro de

TIPO DE INFORMACIÓN	PRODUCTO	CONTENIDO	DESCRIPCIÓN
	INFORME	MAPAS O INFORMACIÓN GEOGRÁFICA REQUERIDA	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 en formato .Geotiff que contiene los elementos mínimos descritos en la salida gráfica e imagen estructural georreferenciada
		Mapa Localización	Mapa en formato .Geotiff, que contiene los elementos mínimos descritos en la salida gráfica
		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 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 definitivo en superficie y fondo *Trayectoria final

TIPO DE INFORMACIÓN	PRODUCTO	CONTENIDO	DESCRIPCIÓN
	INFORME	MAPAS O INFORMACIÓN GEOGRÁFICA REQUERIDA	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
			Sujetos a las especificaciones técnicas y estándares de la ANLA o la Corporación Ambiental Regional
		Plan de Manejo Ambiental (PMA)	
		Informe de Cumplimiento Ambiental (ICA)	
ESTUDIOS TÉCNICOS	Información Ambiental y Social	Estudios Ambientales (Pozos Estratigráficos)	
		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 información sistema petrolero		
	Estudios de estimulación hidráulica (No convencionales) Res. 90341 de 2014		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.
	*Cuando se entregue la información al BIP, internamente será transferido a la dependencia que lo requiera en el SGC.	Mapa localización	

TIPO DE INFORMACIÓN	PRODUCTO	CONTENIDO	DESCRIPCIÓN
	INFORME	MAPAS O INFORMACIÓN GEOGRÁFICA REQUERIDA	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	Cartografía Evaluación del Área	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
		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

TIPO DE INFORMACIÓN	PRODUCTO	CONTENIDO	DESCRIPCIÓN
	INFORME	MAPAS O INFORMACIÓN GEOGRÁFICA REQUERIDA	CAPAS GEOGRÁFICAS, DATOS Y TABLAS MÍNIMOS QUE DEBEN ESTAR CONTENIDAS EN EL MAPA
	Cartografía Estudios Técnicos 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 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	* Presentarse en directorio o carpeta identificada como Ráster *Debe tener una resolución espacial que permita los análisis de información a la escala del producto entregado
		Imágenes de radar y satélite	* Presentarse en directorio o carpeta identificada como Ráster *Debe tener una resolución espacial que permita los análisis de información a la escala del producto entregado



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).

4.6 Estructura entrega de información cartográfica

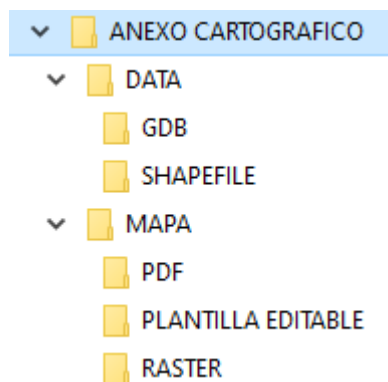
Dentro del informe, el anexo cartográfico deberá estar contenido en la carpeta “Anexo Cartográfico”, la cual deberá tener la siguiente estructura de almacenamiento:

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:

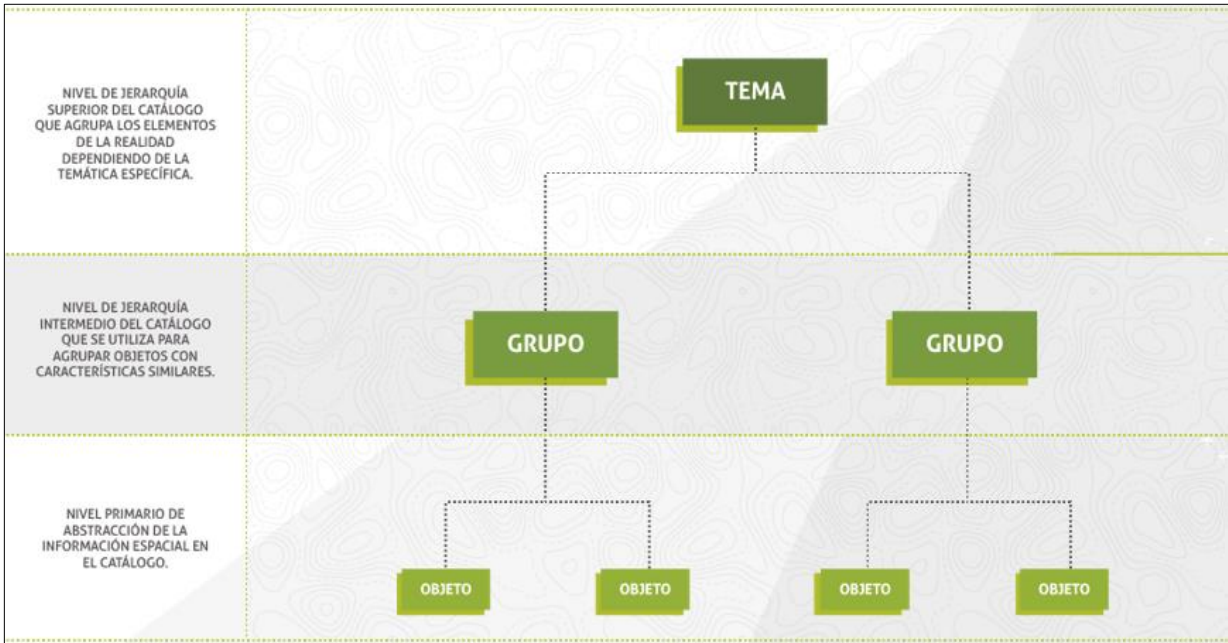


Figura 1. Estructura modelo de datos SGC.

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
GEOFISICA	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_Bouguer_Simple Anomalia_Bouguer_Total Anomalia_Residual_Bouguer_Total Anomalia_Regional_Bouguer_Total Senal_Analitica Primera_Derivada Segunda_Derivada
	MAGNETOMETRÍA	Proyecto_Magnetometria Estacion_Declinacion_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
		Primera_Derivada_RTP Segunda_Derivada_RTP Aero_Mag_Terniario_K_U_Th Aero_Mag_Campo_magnetico Aero_Mag_Primer_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
GEOLOGÍA	UNIDADES GEOLOGICAS	Unidades Geológicas
	GEOLOGIA ESTRUCTURAL	Fallas Pliegues Contorno Estructural Imagen Estructural
GEOQUÍMICA	GEOQUIMICA	Anomalia_Geoquimica Estacion_Radon Estacion_GasCarbonico
GEOTERMIA	GEOTERMIA	Modelo_Flujo_Calor Area_Geotermia Sistema_Geotermico Pozo_Gradyente_Geotermico Modelo_Gradyente_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.

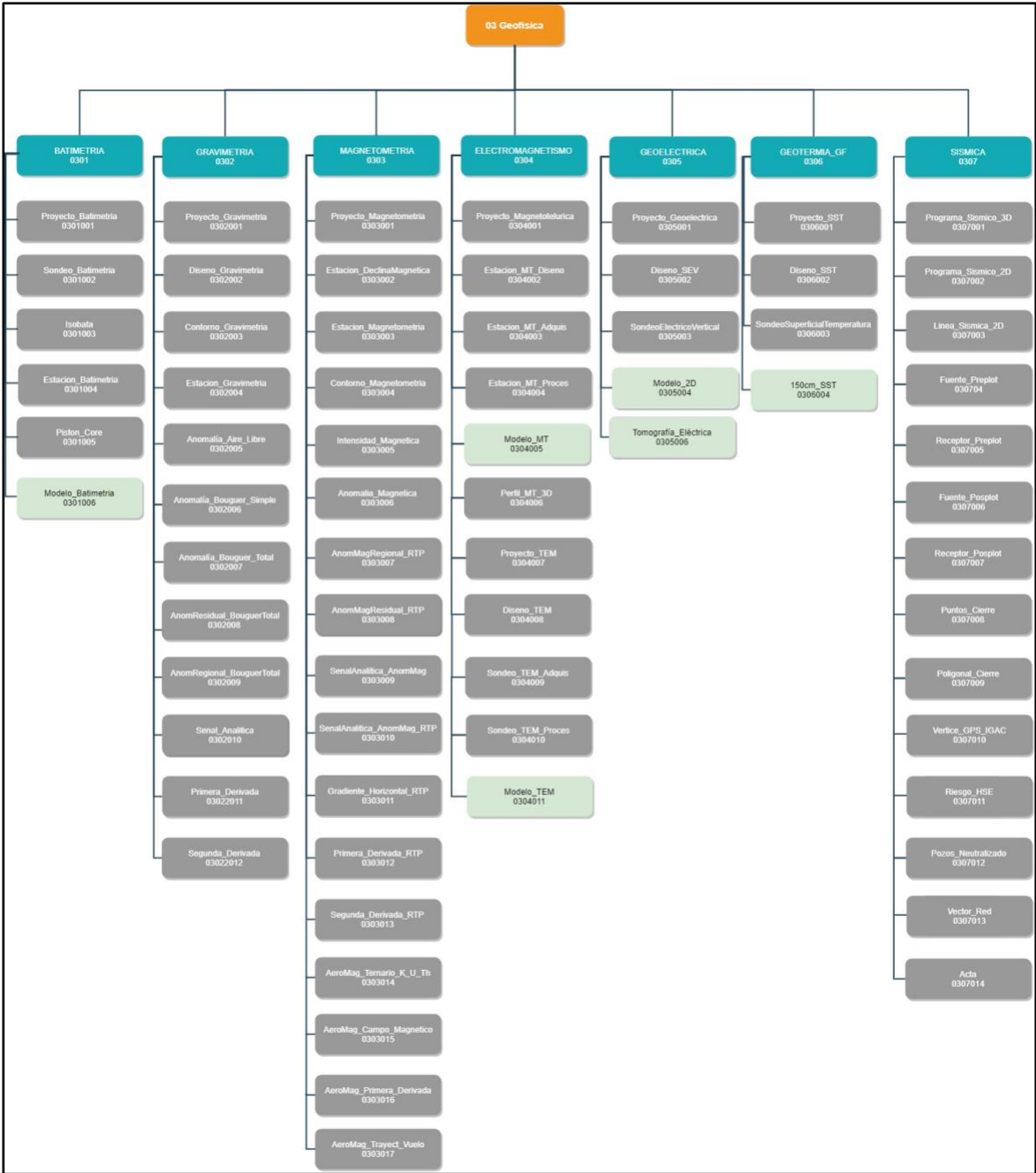


Figura 2. Diagrama modelo de datos tema Geofísica.

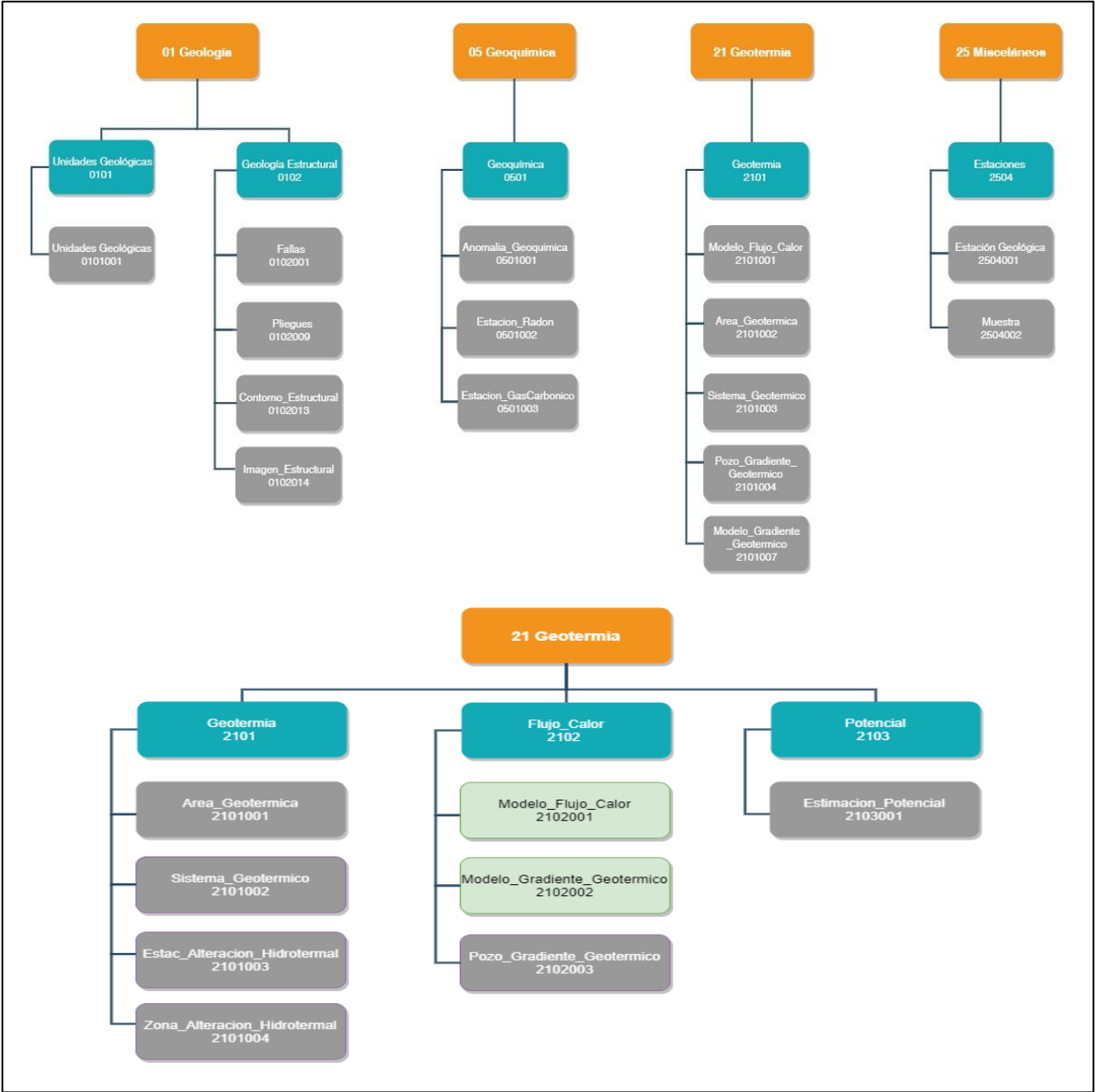


Figura 3. Diagrama modelo de datos tema Geología, Geoquímica, Geotermia y Misceláneos.

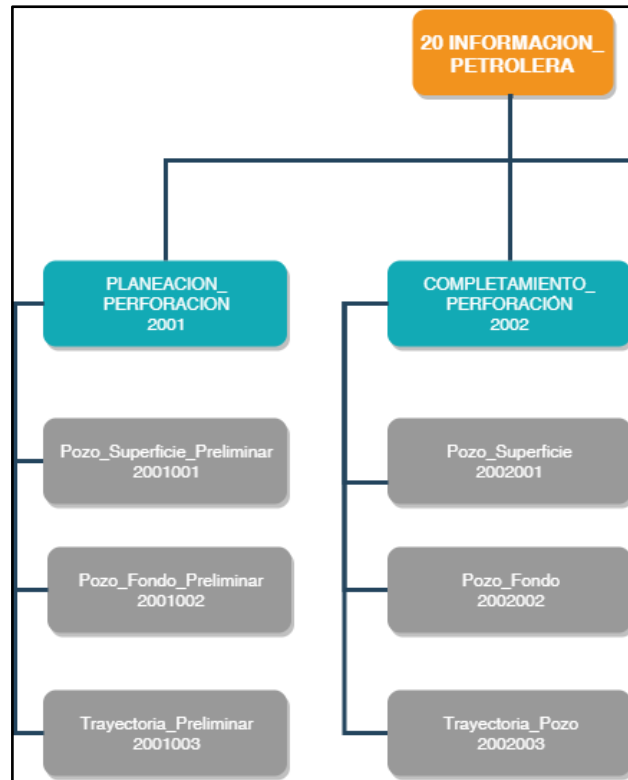


Figura 4. Diagrama modelo de datos tema Información Petrolera.



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_Batimetria_Anot	Proyecto	COL-02	Times New Roman	7	0	77	168
Sondeo_Batimetria_Anot	ID_Sondeo	001	Times New Román	7	230	0	169
Isobata_Anot	Isobata_m	900	Times New Roman	7	0	77	168
Estacion_Batimetria_Anot	Estación	Playa Blanca	Times New Roman	7	0	92	230
Piston_Core_Anot	ID_Punto	001	Times New Román	5	0	0	0
Proyecto_Gravimetria_Anot	Proyecto	COL-02	Times New Román	7	0	115	76
Diseno_Gravimetria_Anot	ID_Punto	001	Times New Román	5	112	168	0
Contorno_Gravimetria_Anot	Gravedad	120	Times New Román	7	0	115	76
Estacion_Gravimetria_Anot	NombreEstacion	Pijao	Times New Roman	7	0	92	230
Proyecto_Magnetometria_Anot	Proyecto	Tabares	Times New Román	7	230	152	0
Estacion_Declinacion_Mag_Anot	ID_Punto	001	Times New Román	7	0	0	0
Estacion_Magnetometria_Anot	ID_Punto	001	Times New Román	7	255	0	0
Contorno_Magnetometria_Anot	Intensidad_Magnetica	120	Times New Román	7	230	152	0
Proyecto_Magnetotelurica_Anot	Proyecto	Las Acacias	Times New Román	7	115	76	0
Sondeo_Magnetotelurico_Anot	ID_Punto	001	Times New Román	7	230	230	0
Estacion_Magnetotelurica_Anot	Nombre_Estacion_Adquirida	Colmena	Times New Román	7	0	0	0
Estacion_MT_Proces_Anot	Nombre_Est_Proces	Colmena	Times New Román	7	0	0	0
Proyecto_Geoelectrica_Anot	Proyecto	Arrecife	Times New Román	7	132	0	168

Objeto	Atributo	Ejemplo	Tipo Letra	Tamaño	R	G	B
Diseno_Geoelectrico_Anot	ID_Punto	001	Times New Román	7	255	0	0
Estacion_SEV_Anot	Nombre_Sondeo	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_Grادية_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)

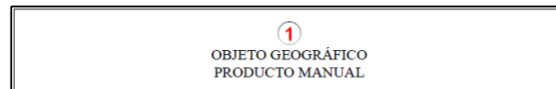
Tabla 4. Anotaciones Información Petrolera

Objeto	Atributo	Ejemplo	Tipo Letra	Tamaño	R	G	B
Pozo_Preliminar_Superficie_Anot	Nombre_Pozo	Apiay-1	Times New Román	7	255	0	0
Pozo_Fondo_Anot	Nombre_Pozo	Apiay-1	Times New Román	7	0	0	0

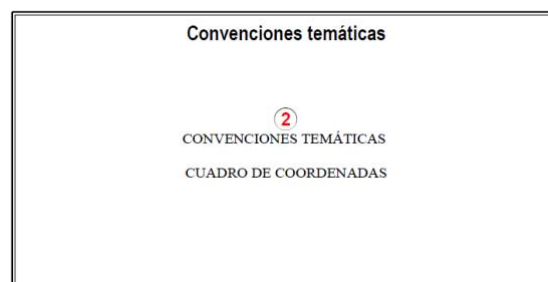
4.10 Salida gráfica

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:

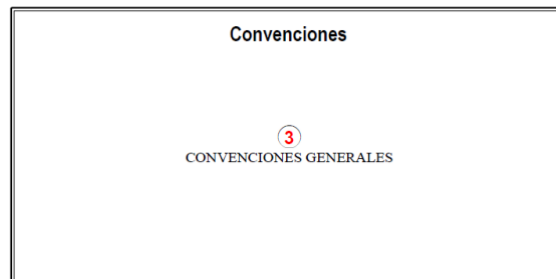
1. Relación específica del objeto geográfico (Pozo, programa sísmico, Contrato-ANH) y el producto al cual se adjunta el anexo cartográfico según el listado del capítulo 8 del presente estándar.



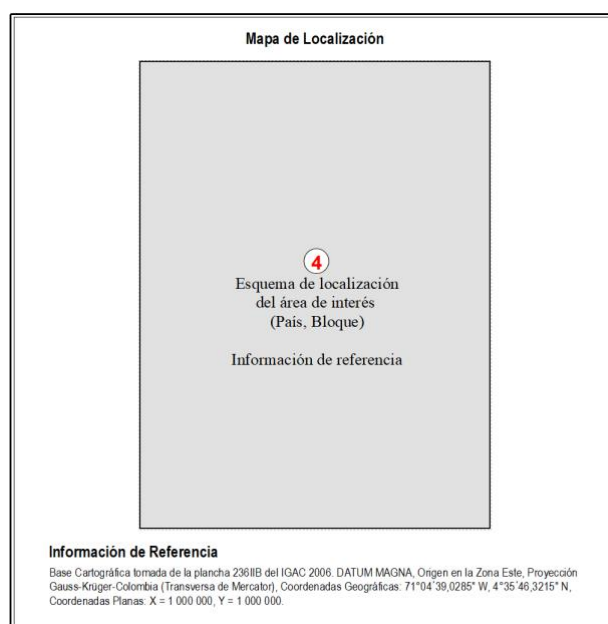
2. Las convenciones propias del tema del mapa



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



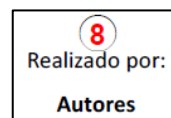
6. Logo Compañía de servicios. Compañía que realizó el mapa.



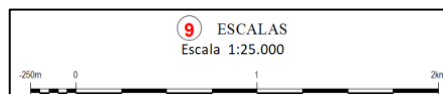
7. Título del Mapa: Titulo del mapa completo



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



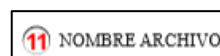
9. Escalas: Se deben relacionar la escala absoluta y la escala gráfica



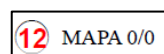
10. Fecha: Fecha de elaboración del mapa



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



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



1 OBJETIVO GEOGRÁFICO PRODUCTO MANUAL	2 CONVENCIONES TEMÁTICAS CUADRO DE COORDENADAS	3 CONVENCIONES GENERALES	4 ESQUEMA DE LOCALIZACIÓN DE LAS ÁREAS DE INTERÉS (PAÍS, BLUQUEO) Información de referencia	5 LOGO COMPAÑÍA OPERADORA	6 LOGO COMPAÑÍA DE SERVICIOS QUE INTERVIENE EN EL MAPA
7 TÍTULO DEL MAPA MAPA Realizado por: Autores 8 ESCALAS Escala 1:25 000					

2016 **9** FECHA
10 NOBLEZ ASCHEVO **12** MAPA 0.0

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: Restricciones 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

Citacion 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 análoga 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. I.: IGAC.
- International Organization for Standardization (2005a). *Geographic Information: Rules for application schemas*. ISO 19109. S. I.: ISO.
- International Organization for Standardization (2005b). *Geographic information: Methodology for feature cataloguing*. ISO 19110. S. I.: ISO.
- International Organization for Standardization (2011). ISO/DIS 19117:2011. S. I.: ISO.
- International Organization for Standardization (2011). *Geographic Information-Portrayal* (revision of first edition ISO 19117:2005). S. I.: ISO.
- International Organization for Standardization (2012). *Geographic Information-Portrayal* (second ed.). ISO 19117:2012 (E). S. I.: ISO.
- International Organization for Standardization (2016). *Geographic Information: Methodology for feature cataloguing*. ISO 19110. S. I.: ISO.
- Mahecha (2018a). *Catálogo de objetos geográficos para el SGC*.
- Mahecha (2018b). *Guía 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. I.: ISO.
- Organización Internacional para la Estandarización (2005). *Información geográfica: Reglas para la aplicación de esquemas*. ISO 19109. S. I.: ISO.
- Organización Internacional para la Estandarización (2012). *Información geográfica: representación* (segunda versión). ISO/DIS 19117. S. I.: 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/>

Anexo técnico n.º 5: Entrega de muestras geológicas a la Litoteca Nacional Tierra de Paz

Servicio Geológico Colombiano - Banco de Información Petrolera

Piedecuesta, Mayo de 2021

Tabla de Contenido

5.1	Introducción.....	5
5.2	Alcance.....	6
5.3	Entrega de muestras geológicas a la Litoteca Nacional del Servicio Geológico Colombiano.....	7
5.3.1	<i>Lugar de entrega.....</i>	7
5.4	Glosario.....	9
5.5	Entrega de muestras geológicas y demás productos a la Litoteca Nacional.....	12
5.5.1	<i>Tipos de muestra.....</i>	12
5.5.2	<i>Muestras de rocas de subsuelo.....</i>	12
5.5.2.1	Corazones convencionales.....	12
5.5.2.2	Corazones con diámetro inferior a 3 pulgadas.....	18
5.5.2.4	Corazones de pared (SWC).....	20
5.5.2.5	Núcleos del fondo marino tomados con pistón.....	21
5.5.2.6	Ripios o muestras de zanja seca.....	22
5.5.2.7	Ripios o muestras de zanja húmeda.....	23
5.5.2.8	Muestras para dataciones.....	24
5.5.2.9	Tapones O Plugs.....	25
5.5.2.10	Secciones delgadas.....	26
5.5.2.11	Placas bioestratigráficas o testigos de dataciones.....	27
5.5.2.12	Residuos.....	28
5.5.2.13	Fluidos.....	28
5.6	Tipos de empaques.....	30
5.6.1	<i>Cajas azules.....</i>	30
5.6.1.1	Identificador del tope y base de la roca o muestra en caja estándar.....	32
5.6.1.2	Guías o soportes semicirculares para las muestras de roca.....	32
5.6.1.3	Guías para ajuste tapa-fondo.....	33
5.6.1.4	Vena de refuerzo perimetral tapa.....	33
5.6.1.5	Venas de refuerzo fondo.....	34
5.6.2	<i>Cajetillas plásticas.....</i>	34
5.6.2.1	Especificaciones técnicas cajetillas plásticas.....	34
5.6.2.2	Requisitos generales de fabricación.....	35
5.6.2.3	Diseño.....	35
5.6.2.4	Peso.....	38
5.6.2.5	Materiales.....	39
5.6.2.6	Capacidad.....	39
5.6.2.7	Tecnología de Fabricación.....	40
5.6.2.8	Sistema De Manifold Caliente y Puntos De Inyección.....	40
5.6.2.9	Sistema Colada Fría.....	41
5.6.2.10	Empaque y Entrega.....	41
5.6.3	<i>Cajas porta placas.....</i>	41
5.7	Procedimiento para la recepción y verificación de las muestras entregadas a la Litoteca Nacional.....	43
5.7.1	<i>Plazos de entrega de la información y tratamiento de residuos de muestras.....</i>	43
5.7.2	<i>Recepción de muestras y fluidos.....</i>	44
5.7.3	<i>Constancia de entrega de las muestras.....</i>	44
5.7.4	<i>Muestras en custodia.....</i>	45
5.8	Bibliografía.....	46

Lista de tablas

Tabla 1. Formato-01. Muestras de roca de superficie.	12
Tabla 2. Formato-02. Entrega de corazones convencionales.	15
Tabla 3. Formato-03. entrega de corazones de pared (SWC).	21
Tabla 4. Formato-04. Entrega de núcleos marinos.	22
Tabla 5. Formato-05. Entrega de muestras de zanja.....	23
Tabla 6. Formato-06. Entrega de muestras de dataciones.....	25
Tabla 7. Formato-07. Entrega de tapones (Plugs).	26
Tabla 8. Formato 08. Entrega de secciones delgadas.....	27
Tabla 9. Formato-09. Entrega de placas bioestratigráficas o testigos de dataciones. ...	27
Tabla 10. Formato-10. Entrega de residuos.....	28
Tabla 11. Formato-11. Entrega de fluidos.	29
Tabla 12. Especificaciones de la caja estándar azul.	34
Tabla 13. Dimensiones cajetilla pequeña (mm)	35
Tabla 14. Dimensiones cajetilla mediana (mm)	36
Tabla 15. Dimensiones cajetilla grande (mm)	37
Tabla 16. Peso de la cajetilla pequeña.....	38
Tabla 17. Peso de la cajetilla mediana.....	39
Tabla 18. Peso de la cajetilla grande.....	39
Tabla 19. Requisito Material Cajetillas	39
Tabla 20. Requisito material tapa cajetillas	39
Tabla 21. Capacidad cajetilla	39
Tabla 22. <i>Manifold y puntos de inyección necesarias por molde BASE CAJETILLA</i>	40
Tabla 23. Sistemas para tapas de las cajetillas	41
Tabla 24. Distribución cajetillas por caja	41
Tabla 25. Cajas porta muestras de secciones delgadas y bioestratigráficas.	41

Lista de figuras

Figura 1. Corte de corazones convencionales para entrega a la Litoteca Nacional.....	15
Figura 2. Las secciones de corazón se deben cortar máximo a 3 Ft, eliminando sobrantes de resina.....	15
Figura 3. Realizar preservación donde este el pie exacto, evitando dividir pies.....	16
Figura 4. Detalle marcación de corazones y canaletas o mangas de aluminio.	16
Figura 5. Marcación cajas con muestras de corazón.....	16
Figura 6. Muestra contaminada con pegamento.....	17
Figura 7. Datos mínimos en plantilla de fotografía, intervalo de roca silueteado.	17
Figura 8. Ejemplo codificación para el nombre de las imágenes en luz natural y ultravioleta.	17
Figura 9. Preservación con vinipel, aluminio y parafina.....	18
Figura 10. Marcación cajetillas con muestras de SWC.....	20
Figura 11. Marcación cajas con muestras de zanja seca.	23
Figura 12. Marcación cajas con muestras de zanja húmeda.....	24
Figura 13. Marcación cajas con muestras de zanja húmeda datación.....	25
Figura 14. Marcación cajetilla con muestras de PLUG.	26
Figura 15. Marcación frascos con muestras de fluidos.....	29
Figura 16. Caja azul estándar que se entrega a la Litoteca Nacional.	31
Figura 17. Detalles de la Caja y tapa.....	32
Figura 18. Identificador del tope y base de la roca o muestra en caja estándar.....	32
Figura 19. Guías o soportes semicirculares para las muestras de roca.	33
Figura 20. Guías para ajuste tapa-fondo.	33
Figura 21. Vena de refuerzo perimetral tapa.....	33
Figura 22. Venas de refuerzo fondo.	34
Figura 23. Cajetilla pequeña (mm).....	36
Figura 24. Tapa cajetilla pequeña (mm)	36
Figura 25. Cajetilla mediana (mm).....	37
Figura 26. Tapa Cajetilla mediana (mm)	37
Figura 27. Cajetilla grande (mm)	38
Figura 28. Tapa cajetilla grande (mm).....	38



5.1 Introducción

El presente anexo tiene como objetivo precisar las condiciones de entrega física a la Litoteca Nacional del material geológico recolectado durante las actividades de evaluación, exploración y producción de hidrocarburos.

Las muestras geológicas que deben ser entregadas en las instalaciones de la Litoteca Nacional está constituido por muestras de rocas y fluidos líquidos obtenidos en:

- Muestras de roca de superficie que incluye:
 - ✓ Campañas de cartografía geológica.
 - ✓ Campañas de control geológico en la adquisición de sísmica.
 - ✓ Levantamiento de columnas estratigráficas.
- Muestras de rocas de subsuelo que incluyen:
 - ✓ Corazones convencionales
 - ✓ Corazones con diámetro inferior a 3 pulgadas
 - ✓ Corazones de pared (SWC)
 - ✓ Ripios o muestras de zanja seca
 - ✓ Ripios o muestras de zanja húmeda
 - ✓ Muestra para dataciones
 - ✓ Tapones o plug
 - ✓ Residuos
- Campañas de toma de núcleos del fondo marino tomados con pistón.
- Las secciones delgadas, placas bioestratigráficas y testigos de dataciones
- Toda muestra de roca obtenida para la realización de análisis geoquímicos, dataciones, petrofísicos, geotécnicos y petrografía con propósitos de exploración y producción de hidrocarburos en el territorio nacional.
- Todas las muestras de residuos generados en los procesos de muestreo.
- Los tapones o “plugs” tomados de los corazones y muestras de superficie.
- Fluidos de las pruebas de pozo



5.2 Alcance

Precisar las condiciones de entrega de las muestras geológicas recolectadas durante las actividades de exploración, evaluación y producción de hidrocarburos, con el fin de ingresarlas a la Litoteca Nacional Tierra de Paz del Servicio Geológico Colombiano (SGC), según los estándares del Banco de Información Petrolera (BIP) del SGC, con el propósito de hacer fácil su entrega, ordenamiento y preservación, así como la trazabilidad de todo proceso llevado a cabo con ellas para su posterior utilización y la realización de nuevos análisis. Se entiende por *muestras geológicas* las muestras de rocas y fluidos provenientes de la superficie o el subsuelo, así como los testigos de los diferentes análisis (petrofísica, petrografía, dataciones [biocronología o radiometría], entre otros), realizados a las muestras en busca de mayor información.

5.3 Entrega de muestras geológicas a la Litoteca Nacional del Servicio Geológico Colombiano

El presente anexo tiene como objetivo precisar las condiciones de entrega de las muestras geológicas recolectadas durante las actividades de exploración, evaluación y producción de hidrocarburos, con el fin de ingresarlas a la Litoteca Nacional Tierra de Paz del Servicio Geológico Colombiano (SGC), según los estándares del Banco de Información Petrolera (BIP) del SGC, con el propósito de hacer fácil su entrega, ordenamiento y preservación, así como la trazabilidad de todo proceso llevado a cabo con ellas para su posterior utilización y la realización de nuevos análisis. Se entiende por muestras geológicas las muestras de rocas y fluidos provenientes de la superficie o el subsuelo, así como los testigos de los diferentes análisis (petrofísica, petrografía, dataciones [biocronología o radiometría], entre otros), realizados a las muestras en busca de mayor información.

5.3.1 Lugar de entrega

Las compañías operadoras entregarán las muestras a la Litoteca Nacional Tierra de Paz del Servicio Geológico Colombiano, en la siguiente dirección:

Kilómetro 2 vía El Refugio, calle 8 norte N° 3W-60, en las instalaciones del Parque Tecnológico Guatiguará de la Universidad Industrial de Santander (UIS), en la vereda Guatiguará, municipio de Piedecuesta, Santander. Teléfono +(577) 6854 580, exts. 7914/7900/7910, en el horario de lunes a viernes de 7:30 a. m. a 11:30 a. m. y de 1:00 p. m. a 4:00 p. m.

Toda la información generada a partir de los análisis que se realicen a las muestras geológicas, anteriormente citadas, deberán ser entregada de forma digital en formato PDF y EXCEL (tablas con los resultados consignados en el informe) a la Litoteca Nacional, una vez finalicen los estudios respectivos de acuerdo a lo establecido en este anexo.

Los testigos de análisis realizados como tapones o plugs, secciones delgadas y placas bioestratigrafías o testigos de dataciones, entre otros, deben ser rotulados y entregados en los empaques definidos en este anexo, debidamente identificados con el nombre del pozo, bloque y profundidad. Cuando los tapones o plugs, tomados de los corazones, muestras de superficie o cualquier tipo de muestra, sean sometidos a análisis de carácter destructivo, debe entregarse un reporte de este proceso a la Litoteca Nacional.

La entrega de las muestras geológicas en las cantidades requeridas y en los empaques indicados es responsabilidad de las compañías operadoras en el marco de los compromisos contractuales con el estado colombiano. Todos los empaques deben estar en buen estado de lo contrario serán rechazados por la Litoteca Nacional. Todas las muestras geológicas deberán entregarse a la Litoteca Nacional con el debido formato diligenciado con los metadatos solicitados. Las muestras geológicas sin la identificación especificada en el presente anexo serán rechazadas y devueltas.

Durante el tiempo que dure la confidencialidad de esta información, la compañía operadora puede solicitar a la Litoteca Nacional, mediante el diligenciamiento del Formato de Solicitud de Muestras, las muestras para análisis petrofísicos, geomecánicos y de datación. En el caso en que las muestras solicitadas comprendan secciones completas del corazón, la longitud de todas las muestras solicitadas, no podrá superar el 5% de la longitud de cada corazón.

Las especificaciones de los intervalos de muestreo de pozos exploratorios, pozos de desarrollo y pozos estratigráficos, así como las demás actividades de perforación del

subsuelo, son definidas por la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) en el marco de la identificación y evaluación del potencial hidrocarburífero del país, de acuerdo con los compromisos que personas jurídicas o naturales, nacionales o extranjeras, acuerden con la ANH, según los contratos, convenios y cualquier otro esquema contractual o de permisos que la ANH suscriba.

La compañía operadora es responsable del descargue del material geológico en las instalaciones de la Litoteca Nacional. Para ello, el personal debe contar con los respectivos elementos de protección personal, afiliación a ARL y demás documentos de ley. El peso máximo de almacenamiento en las cajas plásticas es de 25 kg, siguiendo los protocolos recomendados para la manipulación de cargas por una persona. Además, las condiciones de diseño de dichas cajas deben ser tales que puedan soportar este peso, sin que se deformen o colapsen, lo que podría generar problemas de almacenamiento y transporte. 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.

5.4 Glosario

Para efectos del presente manual de entrega de muestras de rocas y fluidos a la Litoteca Nacional, se deben tener en cuenta las siguientes definiciones:

API RP40: Norma sobre las prácticas recomendadas en los análisis de muestras de corazones de roca. Se encuentra en Colin McPhee, Jules Reed e Izaskun Zubizarreta, Core analysis: A best practice guide. Elsevier, 2015, p. 7.

Cajas plásticas azules estándar: Cajas plásticas (base y tapa) inyectadas de polietileno de alta densidad (PEAD), de color azul Pantone 2945C, utilizadas para conservar y almacenar muestras litológicas.

Conservación de muestras: Proceso rutinario de la Litoteca Nacional consistente en remarcar y reempacar las muestras de rocas, cuyos empaques y marcaciones presenten algún tipo de deterioro que pueda afectar su utilización en el futuro.

Corazón preservado: Un núcleo que se ha conservado en el mismo estado, tal como se sacó a la superficie. El término implica que el núcleo ha estado almacenado por un período antes del análisis. El objetivo de la conservación es mantener el núcleo original, con su distribución de fluidos, humedad e integridad mecánica.

Corazón, core o núcleo de perforación: Muestra cilíndrica de roca recuperada a partir de perforaciones realizadas en el subsuelo, que se utiliza para adelantar análisis básicos y especiales. En el sector petrolero generalmente se obtienen corazones con diámetros de 1 a 5 pulgadas.

Corazones de pared (SWC): Muestras de núcleo tomadas en las paredes del pozo mediante la percusión o perforación mecánica.

Custodia: Servicio de guarda de muestras litológicas de terceros en la Litoteca Nacional.

DICOM: Acrónimo de Digital Imaging and Communication in Medicine. Es un estándar de transmisión de imágenes y datos. Las aplicaciones más comunes de este estándar son la visualización, almacenamiento, impresión y transmisión de las imágenes.

Difracción de Rayos X (DRX): Es el fenómeno físico en que se manifiesta la interacción fundamental de los rayos X con los cristales (materia ordenada). Es una de las técnicas más poderosas de análisis cualitativo y cuantitativo de fases sólidas cristalinas, tanto orgánicas como inorgánicas.

Fluidos líquidos: Mezcla de agua, crudo u otros compuestos que se obtienen durante las etapas de exploración y explotación en la industria de hidrocarburos.

Foraminíferos: Organismos unicelulares, por lo general de tamaño microscópico, que pertenecen al reino Animal, filum Protozoa (protozoos), clase Rhizópoda (rizópodos), orden Foraminífera (foraminíferos). Las formas útiles en estudios micropaleontológicos de pozos y de superficie son las que desarrollan una concha; hay conchas quitinosas (formas de agua dulce y salada), aglutinantes (incluyen pequeñas partículas extrañas, como granos de arena, escamas de peces, espículas de esponjas, pequeñas conchas, fragmentos de conchas de foraminíferos y micas, entre otros elementos), calcíticas con pared perforada o no perforada. La gran mayoría de los foraminíferos son organismos marinos; unas pocas formas prefieren aguas salobres o dulces, en las que a menudo se encuentran solo unas pocas especies. La mayoría de los foraminíferos son de vida bentónica. Las especies planctónicas suelen vivir en las capas altas de la columna de agua, en la zona fótica.

Microscopía electrónica: Técnica cuyo objetivo primario es acceder a detalles inaccesibles para un microscopio óptico. Esto se logra mediante la dispersión o el desvío de los electrones. En microscopía electrónica se usan electrones en lugar de luz visible para formar imágenes de objetos diminutos, debido a que la longitud de onda de los electrones es mucho menor que la de los fotones visibles utilizados en el microscopio óptico.

Muestra de roca consolidada: Muestra compacta de roca ígnea, metamórfica o sedimentaria que no puede desintegrarse de manera manual.

Muestra de roca inconsolidada: Muestra de roca ígnea, metamórfica o sedimentaria que no es compacta y que puede desintegrarse de manera manual.

Nanofósiles: Forma orgánica de 2 a 50 micrómetros, visible a través de microscopía óptica. Un ejemplo son los cocolitos conformados por diminutas placas de calcita producidas por algas marinas unicelulares de cocolitofóridos. Los fósiles de cocolitos, junto con diminutos cuerpos de calcita de origen orgánico, pero por lo demás de origen desconocido, llamados nanolitos por algunos, constituyen los nanofósiles calcáreos. Estos han probado ser extremadamente útiles para la bioestratigrafía de sedimentos marinos desde el Jurásico hasta el Pleistoceno; para su análisis se requiere de un microscopio petrográfico, con oculares de x10 o x12,5, con objetivos x40 o x100; requieren aceite de inmersión, equipo de polarización o con fases de contraste.

Palinología: Estudia las esporas y los granos de polen, los dinoflagelados y cualquier palinomorfo actual o fósil. Son elementos estudiados de origen orgánico, pero cuando los palinólogos describen ciertas variedades como “orgánicas”, no se refieren al origen, sino a la composición química. Los constituyentes orgánicos polimerizados de los palinomorfos son muy durables y casi indestructibles, excepto por oxidación. La palinología es, por lo tanto, una rama de la micropaleontología, basada en la naturaleza química común de ciertos microfósiles que reaccionan de la misma manera ante los agentes usados en la preparación y se encuentran juntos en el residuo después de la eliminación de la fase mineral del sedimento. El residuo de las palinofacies consiste de microfósiles de palinomorfos y nanofósiles-esporas, polen y otros residuos de plantas y microorganismos, materia orgánica amorfa derivada de la destrucción parcial de los constituyentes de varias células.

Piston core: También llamado core de gravedad, es un instrumento utilizado para tomar muestras del fondo marino. De modo particular el piston 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.

Placa bioestratigráfica o testigo de datación: Muestras o preparación que se dejan como registro y permiten hacer repetible la investigación o el estudio del contenido micropaleontológico de una roca, ya sea terrestre (polen, esporas, etc) o marina (diatomeas, foraminíferos, radiolarios, nanofósiles, ostrácodos, pterópodos, briozoos, entre otros), microfósiles con los cuales es posible determinar edades, paleoecología, ambiente de sedimentación de una formación, roca fuente o reservorio de interés.

Protocolos de tomografía computarizada: Pautas para una correcta calibración, adquisición y manipulación de datos, con el objeto de lograr la caracterización estática de muestras geológicas.

Reflectancia de la vitrinita: La vitrinita es un compuesto orgánico reconocido originalmente en el carbono mineral que proviene de la transformación de la materia orgánica vegetal. Se utiliza para determinar si se han generado hidrocarburos o si las

rocas podrán ser generadoras eficaces. Está conformada por fragmentos humificados/gelificados de maderas con presencia de láminas aromáticas grandes. El poder reflector es la cantidad de luz que refleja este compuesto en condiciones estandarizadas. En otras palabras, la reflectancia de la vitrinita consiste en la medida de los fragmentos leñosos dispersos (vitrinita) en la roca sedimentaria. Cuando aumenta el grado de alteración térmica, la fracción de luz incidente reflejada también aumenta.

Registro core gamma spectral: Servicio técnico especializado que consiste en medir la radiación natural de las muestras de roca en concentraciones de torio, uranio y potasio. La medición de las emisiones de rayos gamma en las muestras de rocas permite correlacionar formaciones, caracterizar y distinguir intervalos de rocas.

Residuos: Sobrantes de muestras de rocas que se generan en actividades de muestreo, análisis de laboratorio y procesos de conservación de muestras.

Sección delgada: Corte de roca pulida de hasta Treinta (30) micras (0,03 mm) de espesor, para que la luz pueda pasar a través de la muestra. Estas secciones se emplean para identificar la textura y composición de la roca y reconocer rasgos que evidencien procesos de sedimentación, entre otros. Mediante el estudio de la composición se clasifica la muestra de roca. Existen varias tablas de clasificación que se utilizan según el objetivo del estudio.

Tableta: Pequeña porción de roca extraída de un núcleo de perforación para la obtención de una sección delgada.

Tapones o plugs: Muestra de forma cilíndrica tomada de un corazón o una muestra de superficie, que se utiliza para medir propiedades como porosidad y permeabilidad y realizar otros tipos de análisis.

TOC (Carbón Orgánico Total): El carbono orgánico total es un parámetro para medir la cantidad de materia orgánica en agua, suelo o sedimentos.

Vinipel: Material de polyvinyl chloride (PVC) transparente, brillante, autoadherente, no tóxico e inoloro.

WMS (Warehouse Management System): Software que soporta la gestión operativa relacionada con todas las actividades de almacenamiento de muestras en la Litoteca Nacional.

Zanja húmeda (ripio de zanja húmeda): Muestra de roca mezclada con lodo, desplazada por la broca durante el proceso de perforación. Las muestras de zanja húmeda se obtienen del lavado con agua o el disolvente adecuado de los lodos obtenidos durante la perforación del pozo. En el lavado se debe utilizar un tamiz N° 8 para retirar el caving y un tamiz N° 80 para retener la muestra. El intervalo de muestreo será el acordado con la ANH y el Ministerio de Minas y Energía.

Zanja seca (ripio de zanja seca): Muestra de rocas desplazadas por la broca durante el proceso de perforación, que es sometida a un proceso de secado. Las muestras de zanja seca se obtienen del lavado de los lodos de perforación y posterior secado a la sombra o en horno, siguiendo los protocolos establecidos para tal fin. El intervalo de muestreo será el acordado con la ANH y el Ministerio de Minas y Energía.

5.5 Entrega de muestras geológicas y demás productos a la Litoteca Nacional

5.5.1 Tipos de muestra

Muestras de rocas de superficie. Se trata de aquellas muestras de rocas de superficie tomadas en campañas de cartografía geológica, campañas de control geológico de adquisición sísmica, levantamiento de columnas estratigráficas, muestreos específicos para análisis geoquímicos, dataciones, petrografía y toda muestra de roca obtenida en procesos de exploración y producción de hidrocarburos en el territorio nacional.

Las muestras consolidadas de rocas deben entregarse con marcas de tope, base, orientación y código, las muestras deben identificarse utilizando un marcador industrial resistente al agua. Para su entrega a la Litoteca Nacional, las muestras deben ser empacadas de manera individual en bolsas de plástico de calibre igual o superior a 7. La bolsa plástica debe ir marcada con el código del Formato-01, el nombre del proyecto, nombre del bloque y la compañía operadora. Cada muestra debe tener por lo menos 1.300 gramos y sus dimensiones deben permitir su almacenamiento en las cajas plásticas azules estándar, donde deben venir debidamente empacadas al momento de la entrega a la Litoteca Nacional.

Las muestras inconsolidadas de rocas deben empacarse de manera individual, en cajas plásticas grandes elaboradas en policarbonato, con dimensiones 99,4 mm (ancho) x 115,0 mm (largo) x 81,2 mm (altura), con orificios en la tapa que permitan la salida de gases.

Cada caja debe ir marcada con el código del Formato-01, el nombre del proyecto, nombre del contrato, la compañía operadora y los metadatos debidamente diligenciado del Formato-01, indicados en la (Tabla 1).

Estas muestras deben entregarse a la Litoteca Nacional debidamente empacadas en las cajas plásticas azules estándar y cada muestra debe tener mínimo 1.300 gramos.

Nota. Dado el caso que una muestra supere las dimensiones que imposibilite su empaque en las cajas azules estándar de la Litoteca Nacional, deberá ser cortada en dos secciones, cada una de las cuales deberá ser marcada con tope, base, orientación y código del Formato-01.

Tabla 1. Formato-01. Muestras de roca de superficie.

		ENTREGA DE MUESTRAS DE SUPERFICIE								El futuro es de todos Minenergía		
BLOQUE		TIPO DE CONTRATO										
OPERADOR												
CUENCA		DEPARTAMENTO		COLECTOR				FECHA				
LOCALIDAD	SECCIÓN	CÓDIGO	COORDENADAS				PLANCHA	UBICACIÓN EN COLUMNA	FORMACIÓN	RUMBO BUZAMIENTO	LITOLOGÍA	OBJETIVO DE LA TOMA DE LA MUESTRA
			GEOGRÁFICAS		PLANAS							
			LATITUD	LONGITUD	N	E	ORIGEN					

5.5.2 Muestras de rocas de subsuelo

5.5.2.1 Corazones convencionales.

Los corazones con diámetros iguales o superiores a Tres (3) pulgadas, obtenidos de perforaciones, deben seguir la norma API RP 40 (1998) y cumplir las siguientes especificaciones para ser entregados a la Litoteca Nacional:

- 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. 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 - UIS y la Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH.
- 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.
- Los tapones o plugs, deben entregarse acompañados de una relación de análisis realizados con los respectivos resultados.
- Por lo menos el 90% de la longitud de cada corazón, debe ser dividido de manera longitudinal en dos secciones de 1/3 y 2/3 de su diámetro, con el propósito de conservar la porción de 2/3 de diámetro como muestra testigo para la Litoteca Nacional y la de 1/3 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.
- Se puede preservar hasta un 10% de la longitud de cada corazón en diámetro completo, (La roca debe ser de la zona de interés, se recomienda mínimo un (1) pie de longitud, y en buen estado, que permita la toma de muestras, se debe seleccionar usando el registro core gamma y las imágenes de la tomografía) de tal manera que se conserven las propiedades originales y de fluidos de la roca, para realizar análisis especiales durante el tiempo de desarrollo del campo. 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.
- 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 Tres (3) pies, fabricadas con polietileno de alta densidad (pead) y siguiendo los estándares definidos en el numeral 5.6.TIPO DE EMPAQUES.
- La información generada a partir de los análisis que se realicen a los intervalos preservados, deberá ser entregada a la Litoteca Nacional una vez finalicen los estudios respectivos. En cualquier momento, la Litoteca Nacional podrá revisar las condiciones de almacenamiento de los intervalos preservados y hacer al operador recomendaciones al respecto. En caso que el operador no esté de acuerdo con las recomendaciones de almacenamiento impartidas por la Litoteca Nacional, deberá hacer entrega de los intervalos preservados en calidad de custodia a la Litoteca Nacional.
- Una vez termine el contrato, por cualquier circunstancia, la compañía operadora deberá hacer entrega oficial a la Litoteca Nacional de las muestras preservadas que conserve en su poder o permanezcan en la Litoteca Nacional en calidad de custodia.

La sección longitudinal 2/3 del corazón que se entregará a la Litoteca Nacional (Figura 1), debe preservarse siguiendo las prácticas y los estándares de la norma técnica API RP 40 1998 “Recommended Practices for Core Analysis”, de la siguiente manera:

- Cada sección debe tener máximo de Tres (3) pies de longitud (Figura 2), el corte de estas secciones se debe realizar donde esté el pie exacto, evitando hacer los cortes en fracciones de pie (Figura 3). 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.
- 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 (Figura 4).
- 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 (Figura 4).
- 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.
- 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.
- 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 (Figura 5).
- La sección 2/3 del corazón debe ser fotografiada pie a pie con luz blanca y ultravioleta respectivamente identificada.
- Para el proceso de fotografía de los corazones pie a pie en luz natural (LN) y ultravioleta (UV), 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 (Figura 6). La edición de las imágenes debe incluir un silueteado o perfilamiento (Luz natural, luz Ultravioleta en la misma plantilla) 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 (Figura 7). La denominación de la imagen (LN y UV) se graba de acuerdo a la siguiente codificación en el nombre: UWI_Core#_Profundidad_1Ft. Formato (PSD, TIFF, JPG, etc.) siendo el UWI generado por el EPIS como se evidencia en la (Figura 8).

La entrega del pozo debe acompañarse de una carta remisoría 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 (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 el BIP (EPIS) para dicho pozo y los metadatos debidamente diligenciado del Formato-02, indicados en la (Tabla 2).

Durante el tiempo que dure la confidencialidad de esta información, la compañía operadora puede solicitar a la Litoteca Nacional, mediante el diligenciamiento del formato

de solicitud de muestras, muestras para análisis petrofísicos, geomecánicos y de datación. En caso que las muestras solicitadas comprendan secciones completas del corazón, la longitud de todas las muestras solicitadas no podrá superar el 5% de la longitud de cada corazón.

Tabla 2. Formato-02. Entrega de corazones convencionales.

		ENTREGA DE CORAZONES CONVENCIONALES					
BLOQUE _____		TIPO DE CONTRATO _____					
CUENCA _____							
POZO _____		OPERADOR _____		CORAZONADOR _____			
COORDENADAS _____		LATITUD _____		NORTE _____		ORIGEN _____	
		LONGITUD _____		ESTE _____		FECHA _____	
CORE	CAJA	TOPE	INTERVALO NETO	DIAMETRO	FORMACIÓN	% DE RECUPERACIÓN	

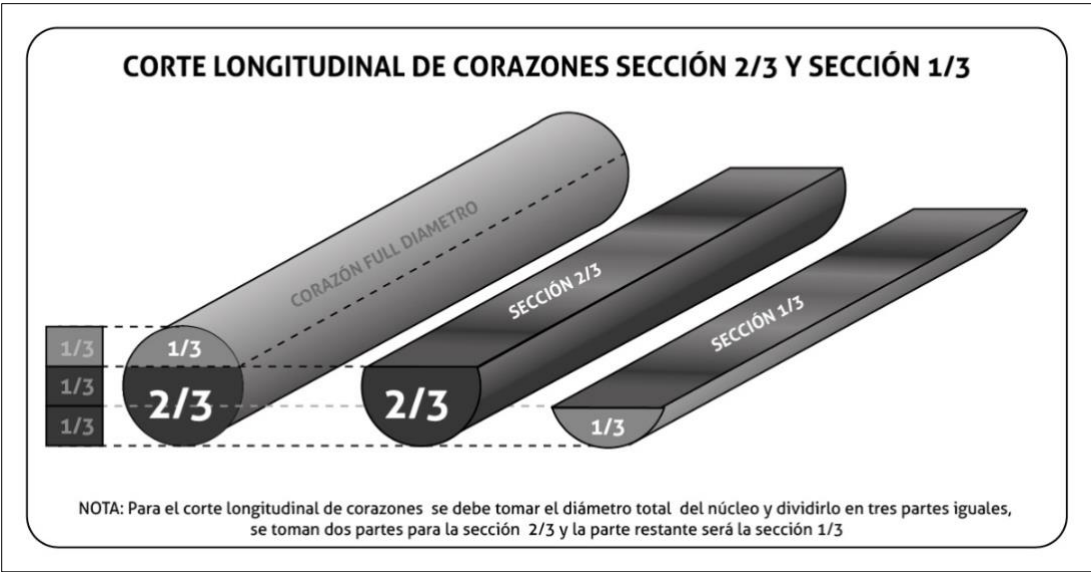


Figura 1. Corte de corazones convencionales para entrega a la Litoteca Nacional.

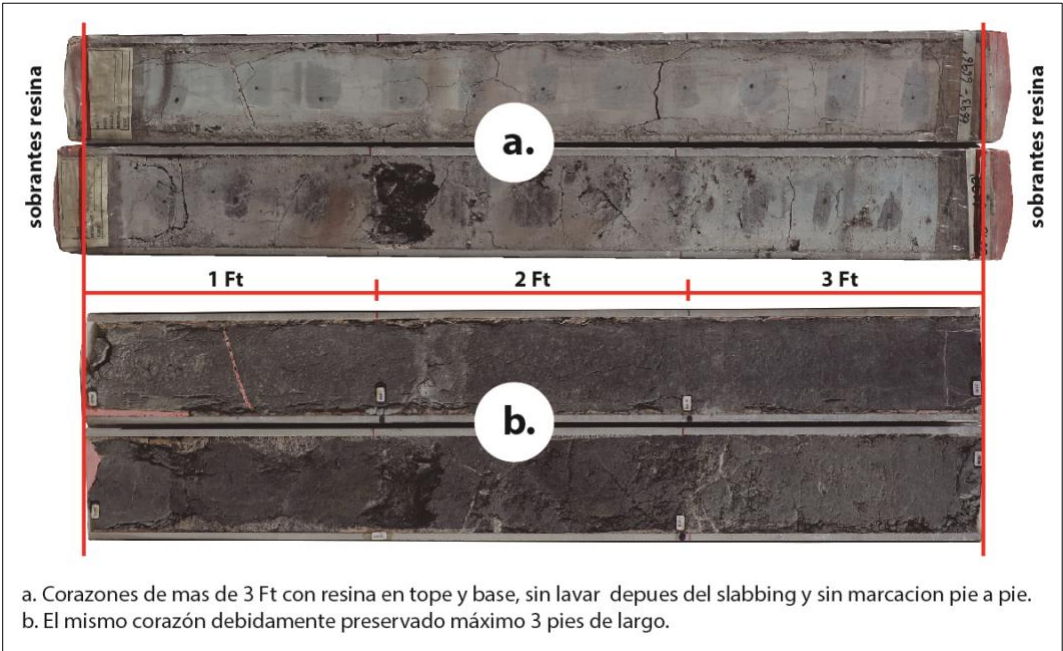


Figura 2. Las secciones de corazón se deben cortar máximo a 3 Ft, eliminando sobrantes de resina.

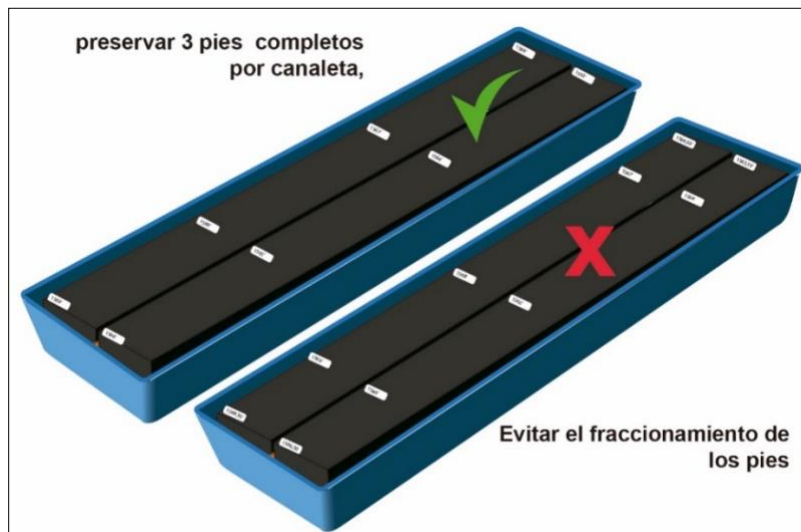


Figura 3. Realizar preservación donde este el pie exacto, evitando dividir pies.



Figura 4. Detalle marcación de corazones y canaletas o mangas de aluminio.

ETIQUETA MUESTRAS DE CORAZÓN

Intervalo Tope y Base.

Nombre del pozo.

ABC-123

1374'- 1380''

CORE: 1

SECCION: 2/3

CAJA: 1 DE 4

TOTAL CAJAS: 167

Número del core.

Cantidad cajas por core.

Sección: 2/3, 1/3 ó FD (Full Diametro).

Total cajas del pozo.

ECA-1000
1374'- 1380''
 CORE: 1 CAJA: 1 DE 4
 SECCION: 2/3 TOTAL CAJAS: 167

Tamaño: 10 Cm x 4 Cm.
 Pegar al lado inferior izquierdo de la caja.

Figura 5. Marcación cajas con muestras de corazón.



Fotografía en luz natural contaminada con pegamento de cinta de enmascarar utilizada para marcar la profundidad.



Fotografía en luz ultravioleta contaminada con pegamento de cinta de enmascarar utilizada para marcar la profundidad.

Figura 6. Muestra contaminada con pegamento.

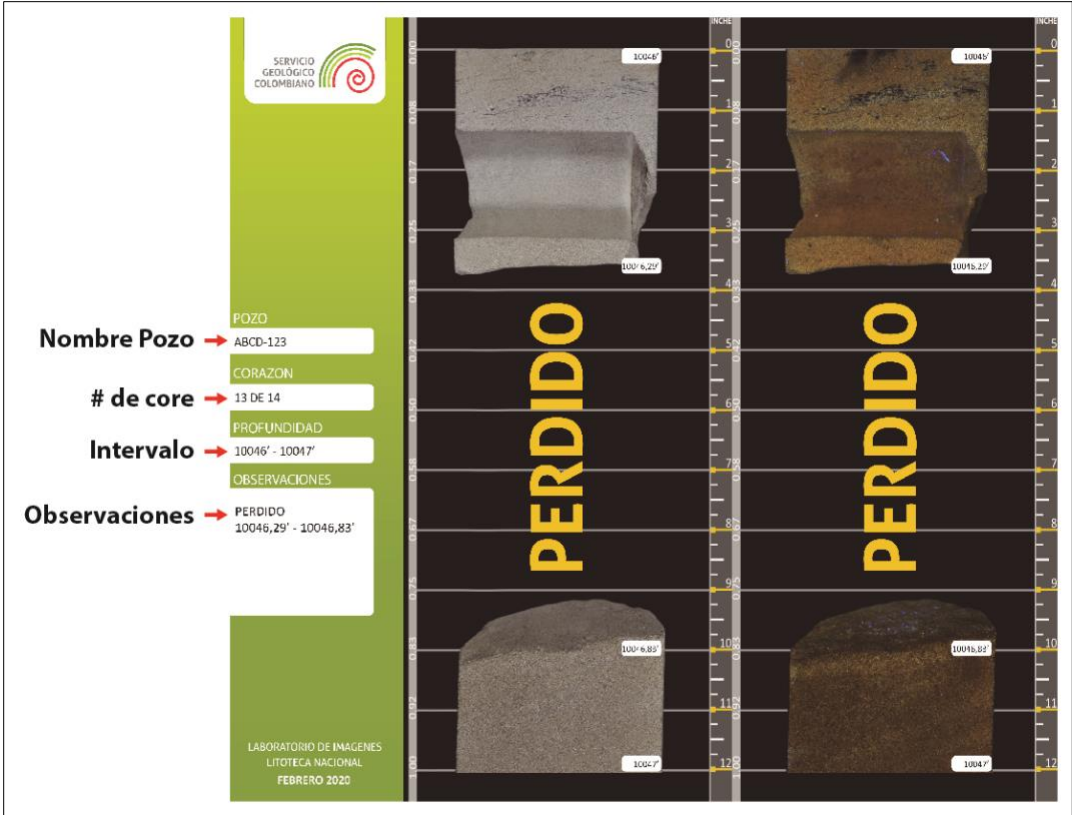


Figura 7. Datos mínimos en plantilla de fotografía, intervalo de roca silueteado.

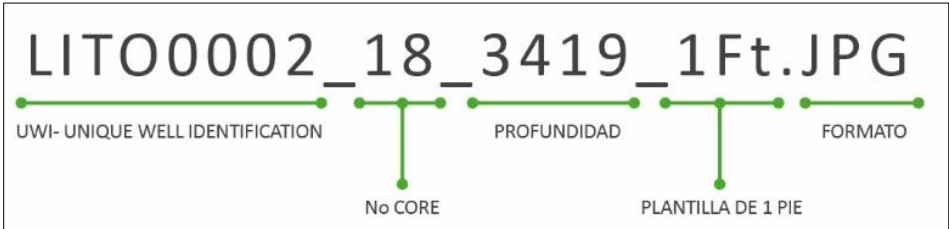


Figura 8. Ejemplo codificación para el nombre de las imágenes en luz natural y ultravioleta.

5.5.2.2 Corazones con diámetro inferior a 3 pulgadas.

Los corazones cuyo diámetro sea inferior a Tres (3) pulgadas, obtenidos de perforaciones, deben seguir la norma API RP 40 (1998) y cumplir las siguientes especificaciones para ser entregados a la Litoteca Nacional:

- 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. 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.
- 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.
- Los tapones o plugs, deben entregarse acompañados de una relación de análisis realizados con los respectivos resultados.
- 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.
- 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, como se evidencia en la (Figura 9).



Figura 9. Preservación con vinipel, aluminio y parafina.

- Se recomienda preservar una fracción de roca en buen estado, que permita la toma de muestras, se debe seleccionar usando el registro core gamma 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.
- Los corazones preservados deben entregarse en las cajas plásticas estándar de la Litoteca Nacional.
 - La información generada a partir de los análisis que se realicen a los intervalos preservados, deberá ser entregada a la Litoteca Nacional una vez finalicen los estudios respectivos. En cualquier momento, la Litoteca Nacional podrá revisar las condiciones de almacenamiento de los intervalos preservados y hacer al operador recomendaciones al respecto. En caso que el operador no esté de acuerdo con las recomendaciones de almacenamiento impartidas por la Litoteca Nacional, deberá hacer entrega de los intervalos preservados en calidad de custodia a la Litoteca Nacional.
 - Una vez termine el contrato, por cualquier circunstancia, la compañía operadora deberá hacer entrega oficial a la Litoteca Nacional de las muestras preservadas que conserve en su poder o permanezcan en la Litoteca Nacional en calidad de custodia.

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:

- Cada sección debe tener máximo tres (3) pies de longitud (Figura 2), el corte de estas secciones se debe realizar donde esté el pie exacto, evitando hacer los cortes en fracciones de pie (Figura 3).
- 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.
- 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.
- 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 (Figura 4).
- 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. 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 (Figura 4).
- 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.
- 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.
- 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 (Figura 5).
- El corazón en diámetro completo debe ser fotografiado pie 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.
- 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 (Figura 6). 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 (Figura 7). El nombre de la imagen se graba de acuerdo a la siguiente codificación en el nombre: UWI_Core#_Profundidad_1Ft.Formato (PSD, TIFF, JPG, etc.) siendo el UWI generado por el EPIS como se evidencia en la (Figura 8).

- la entrega del pozo debe acompañarse de una carta remisoría 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(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 el BIP (EPIS) para dicho pozo y los metadatos debidamente diligenciado del formato-02, indicados en la (TABLA 2).

Durante el tiempo que dure la confidencialidad de esta información, la compañía operadora puede solicitar a la Litoteca Nacional, mediante el diligenciamiento del formato de solicitud de muestras, muestras para análisis petrofísicos, geomecánicos y de datación. En caso que las muestras solicitadas comprendan secciones completas del corazón, la longitud de todas las muestras solicitadas no podrá superar el 5% de la longitud de cada corazón.

5.5.2.4 Corazones de pared (SWC).

Durante la perforación de un pozo, las muestras de pared que se tomen con equipos especiales 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 (Figura 10). La compañía podrá tomar las muestras que considere necesarias para la realización de análisis, antes de la entrega oficial de las muestras a la Litoteca Nacional.

ETIQUETA CAJETILLA MUESTRA SWC

ABC-123

1374,50'

PESO: 120 Gr

FORMACIÓN:
MUGROSA

• Nombre del pozo.

• Profundidad donde se tomo.

• Peso en gramos.

• Formación a que pertenece.

La muestra debe estar estabilizada dentro de la cajetilla con espuma o papel burbuja para evitar que se destruya.

Tamaño: 4 Cm x 4 Cm.

Figura 10. Marcación cajetillas con muestras de SWC.



La compañía deberá entregar a la Litoteca Nacional la siguiente información:

- La muestra original no utilizada en análisis, empacada en caja PEAD transparente.
- Los residuos (que no hayan sido alterados química y físicamente) de los análisis realizados, empacados en caja PEAD e identificados con el nombre del pozo, contrato, profundidad y tipo de residuo.
- Las secciones delgadas y placas bioestratigráficas que se hayan tomado de la muestra.

La entrega debe acompañarse de una carta remisoría en papel membretado de la compañía operadora, con el formato-03 (Tabla 3) debidamente diligenciado y un informe técnico-geológico de las muestras de pared tomadas, que contenga por lo menos la siguiente información: Nombre del pozo, contrato, compañía operadora, fecha de toma de cada una de las muestras, profundidad de cada una de las muestras, cantidad de cada una de las muestras, tipo de roca, formación, análisis realizados y estado de la muestra (sin alteración o alterada por análisis, entre otros) y el UWI generado por el BIP (EPIS) para dicho pozo.

Para la entrega, la compañía operadora deberá adquirir las cajas plásticas estándar que se requieran para la preservación y almacenamiento de estos materiales.

Tabla 3. Formato-03. Entrega de corazones de pared (SWC).

		ENTREGA DE CORAZONES DE PARED (SWC)				 El futuro es de todos Minenergía	
BLOQUE _____ CUENCA _____		TIPO DE CONTRATO _____					
POZO _____		OPERADOR _____		COMPAÑÍA REGISTROS _____			
COORDENADAS		LATITUD _____ LONGITUD _____		NORTE _____ ESTE _____		ORIGEN _____ FECHA _____	
CAJA	PROFUNDIDAD	DIAMETRO	PESO	FORMACIÓN	UNIDAD OPERACIONAL	LITOLOGÍA	TIPO DE ANALISIS (a realizar o realizado)

5.5.2.5 Núcleos del fondo marino tomados con pistón.

Los núcleos del fondo marino tomados con pistón o piston core, son muestras que se toman desde embarcaciones con equipos especializados.

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 Tres (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.

La entrega de estas muestras, debe acompañarse de una carta remisoría en papel membretado de la compañía operadora, debidamente diligenciado y de un informe técnico que incluya como mínimo lo siguiente:

- Nombre del proyecto
- Contrato o bloque
- Compañía operadora
- Identificación de cada uno de los piston core (código)
- Georreferenciación de cada una de las muestras
- Profundidad de cada una de las muestras
- Fecha de toma de cada una de las muestras

- Tamaño del núcleo obtenido
- Observaciones relevantes

Además, debe hacer entrega del formato-04 (Tabla 4) debidamente diligenciado con los datos solicitados.

Nota. En caso que la cantidad de muestra obtenida no sea suficiente para que la compañía realice sus análisis y entregue a la Litoteca Nacional la cantidad de muestra solicitada, la compañía podrá entregar menor cantidad de la muestra, haciendo la respectiva aclaración en el Formato-04 y la carta remisoría.

El contratista se compromete a hacer entrega en la Litoteca Nacional de las muestras de pistón core, garantizando que durante el transporte y la entrega se conserve la posición original de los niveles y el contenido de las mismas. Sin perjuicio de lo anterior, se debe entregar también los resultados de los Análisis Básicos, Análisis geoquímicos especiales; Toma de medidas de flujo de calor; informes operacionales; informe final, base de datos digital de los datos crudos y todos los demás requisitos que establezcan el Ministerio de Minas y Energía (“MME”) y/o la ANH, según corresponda a su competencia.

Tabla 4. Formato-04. Entrega de núcleos marinos.

		ENTREGA DE NÚCLEOS MARINOS							
CONTRATO/BLOQUE		TIPO DE CONTRATO							
CUENCA									
POZO		U/V/I		OPERADOR					
COORDENADAS		LATITUD		NORTE		ORIGEN			
		LONGITUD		ESTE		FECHA			
PUNTO	MUESTRAS			PROFUNDIDAD (m)	FECHA DE TOMA	PESO	PENETRACIÓN (m)	RECUPERACIÓN (m)	OBSERVACIONES
	TOPE (cm)	FONDO (cm)	LONGITUD (cm)						

5.5.2.6 **Ripios o muestras de zanja seca.**

Las muestras de zanja seca se obtienen del lavado de los lodos de perforación y su posterior secado a la sombra o en horno, siguiendo el protocolo establecido para tal fin. Este protocolo debe garantizar que la integridad de la muestra, no se altere por procesos de secado acelerado que afecten por ejemplo datos de los análisis de pirólisis. Son recomendadas temperaturas de secado menores a 50°C. Dada una velocidad de perforación que no permita conservar ese estándar de temperatura en el secado, se debe especificar en la carta de entrega de las muestras a la Litoteca Nacional en las observaciones de la muestra, que se añadió peso al tamaño de la muestra de zanja húmeda entregada, para realizar allí los análisis geoquímicos.

Según el tipo de lodo utilizado, se lavará la muestra con agua o ACPM, con la ayuda de un juego de tamices número 8 mesh y 80 mesh, el primero para retirar el caving y el segundo para retener la muestra. El volumen de muestra húmeda debe ser de 1.500 cc, como mínimo. Esta muestra será empacada en cajas de policarbonato transparentes, debidamente identificadas con el nombre de la operadora, nombre del pozo e intervalo muestreado.

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 las siguientes dimensiones: 49,7 mm (ancho) x 57,5 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 seca y número de muestras por caja. Estas muestras a su vez deben entregarse empacadas en cajas azules plásticas estándar de la Litoteca Nacional. De las perforaciones realizadas con lodo en base aceite, se deben entregar como mínimo 100 gramos de zanja seca por intervalo en cajas plásticas grandes de policarbonato de 99,4 mm (ancho) x 115,0 mm (largo) x 81,2 mm (altura). Además, la compañía operadora debe enviar a la Litoteca Nacional una carta remisoría en papel membretado de la compañía. De igual manera debe hacer entrega del formato-05 (Tabla 5) debidamente diligenciado con los datos solicitados y las muestras en las cajetillas deben venir identificadas como se evidencia en la (Figura 11).



Figura 11. Marcación cajas con muestras de zanja seca.

Nota. En caso que la muestra obtenida no sea suficiente para que la compañía realice sus análisis y entregue a la Litoteca Nacional las cantidades solicitadas, la compañía podrá entregar menor cantidad de la muestra, anexando a la entrega una carta firmada por el geólogo well site del pozo, en la que se justifiquen las razones técnicas por las cuales no fue posible obtener la cantidad de muestra solicitada.

Tabla 5. Formato-05. Entrega de muestras de zanja.

		ENTREGA DE MUESTRA DE ZANJA				
BLOQUE _____		POZO _____		TIPO DE CONTRATO _____		
CUENCA _____		OPERADOR _____				
COORDENADAS		LATITUD _____		NORTE _____		
		LONGITUD _____		ESTE _____		
				ORIGEN _____		
				FECHA _____		
TIPO DE MUESTRA	SET	CAJA	TOPE	BASE	INTERVALO	ZANJAS

5.5.2.7 Ripios o muestras de zanja húmeda.

Las muestras de zanja húmeda se obtienen del lavado con agua o el disolvente adecuado de los lodos obtenidos durante la perforación del pozo. Para este lavado se debe utilizar un tamiz N° 8 para retirar el caving y un tamiz N° 80 para retener la muestra.

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 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 (Figura 12). 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. Las muestras en las cajetillas deben venir identificadas como se evidencia en la (Figura 12).

ETIQUETA MUESTRAS ZANJA HUMEDA

ZANJA HUMEDA

ABC-123

100'- 1200'

CAJA: 1 DE 25 No MUESTRAS: 12


→ Tipo de muestra.

→ Nombre del pozo.

→ Número del core.

→ Total cajas del pozo.

→ Numero de cajas con muestras de zanja seca.



Tamaño: 10 Cm x 4 Cm.
Pegar al lado inferior izquierdo de la caja.

Figura 12. Marcación cajas con muestras de zanja húmeda.

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 remisoría en papel membretado. Además, debe hacer entrega del formato-05 debidamente diligenciado con los datos solicitados.

Nota. En caso que la muestra obtenida no sea suficiente para que la compañía realice sus análisis y entregue a la Litoteca Nacional las cantidades solicitadas, la compañía podrá entregar menor cantidad de la muestra, anexando a la entrega una carta firmada por el geólogo well site del pozo, en la que se justifiquen las razones técnicas por las cuales no fue posible obtener la cantidad de muestra solicitada.

5.5.2.8 Muestras para dataciones.

Se trata de muestras de zanja húmeda de por lo menos 3.000 gramos, empacadas en cajas plásticas grandes de policarbonato 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. Las muestras en las cajetillas deben venir identificadas como se evidencia en la (Figura 13).

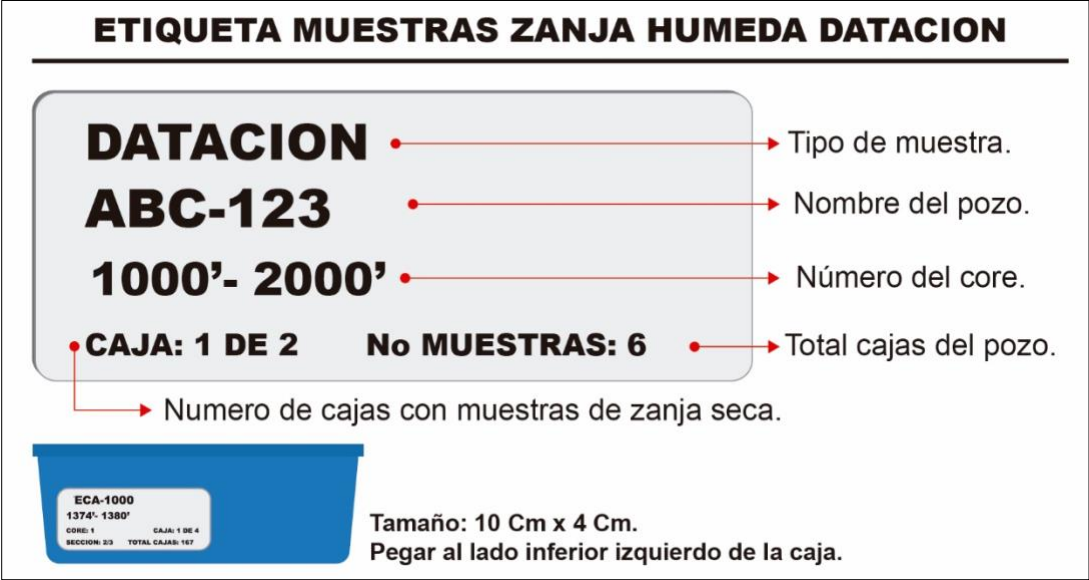




Figura 13. Marcación cajas con muestras de zanja húmeda datación.

Estas muestras se deben tomar a intervalos inferiores de 1.000 pies, en lo posible, de tal manera que cada formación perforada quede muestreada.

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.

Además, la compañía operadora debe entregar a la Litoteca Nacional una carta remisoría en papel membretado. Además, debe hacer entrega del formato-06 (Tabla 6) debidamente diligenciado con los datos solicitados.

Tabla 6. Formato-06. Entrega de muestras de dataciones.

	ENTREGA DE MUESTRA DE DATACIÓN					
BLOQUE _____		POZO _____		TIPO DE CONTRATO _____		
CUENCA _____		OPERADOR _____				
COORDENADAS		LATITUD _____		NORTE _____		
		LONGITUD _____		ESTE _____		
ORIGEN _____				FECHA _____		
TIPO DE MUESTRA	SET	CAJA	TOPE	BASE	INTERVALO	ZANJAS

5.5.2.9 Tapones O Plugs.

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 (Figura 14). Las cajetillas, a su vez, deben empacarse en cajas plásticas azules estándar. La entrega debe acompañarse de una carta remisoría en papel membretado de la compañía operadora. Además, debe hacer entrega del formato-07 (Tabla 7) 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.

Los tapones o plugs, deben entregarse acompañados de una relación de análisis realizados con los respectivos resultados. Las muestras en las cajetillas deben venir identificadas como se evidencia en la (Figura 14).



Figura 14. Marcación cajetilla con muestras de PLUG.



Tabla 7. Formato-07. Entrega de tapones (Plugs).

		ENTREGA DE TAPONES (PLUGS)							
BLOQUE _____		POZO _____		TIPO DE CONTRATO _____					
CUENCA _____		COORDENADAS _____		LATITUD _____		NORTE _____		ORIGEN _____	
		LONGITUD _____		ESTE _____		FECHA _____			
CAJA	POZO	PROFUNDIDAD	DÍAMETRO	POSICIÓN DE EXTRACCIÓN	FORMACIÓN	LITOLOGÍA	LABORATORIO	COMENTARIOS	

5.5.2.10 Secciones delgadas.

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 de la sección delgada debe ser con porta objetos de tamaño: 27 mm (ancho), 46 mm (largo) y 10 a 15 mm (alto). Cada sección debe ser marcada y entregada a la Litoteca Nacional en un empaque o porta placas descrito en el numeral 5.6 Tipos de empaques, que las proteja durante su transporte. Dichas secciones deben acompañarse de una carta remitosa en papel membretado de la compañía operadora y, Además, debe hacer entrega del formato-08 (Tabla 8) debidamente diligenciado con los datos solicitados.

Tabla 8. Formato 08. Entrega de secciones delgadas.

			ENTREGA DE SECCIONES DELGADAS							El futuro es de todos		Minenergía	
PROYECTO _____													
CUENCA		DEPARTAMENT			COLECTOR			FECHA					
CAJA	CODIGO DE PLACA	ORIGEN MUESTRA	COORDENADAS					PROFUNDIDAD/ LOCALIDAD	UNIDAD ESTRATIGRAFICA	LITOLOGIA	TINCIONES	LABORAT ORIO	
			GEOGRAFICAS		PLANAS								
			LATITUD	LONGITUD	N	E	ORIGEN						

La recepción de las secciones delgadas en la Litoteca Nacional, se realizará cotejando el formato de entrega de secciones delgadas y el contenido de las cajas que contienen dichas secciones, con el objetivo de verificar físicamente el estado de las mismas. Si en la inspección física y visual se encontrara alguna sección rota, será rechazada y se solicitará a la operadora la reposición de la misma en un lapso no mayor a 30 días. 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.

5.5.2.11 Placas bioestratigráficas o testigos de dataciones.

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). La presentación de las placas para palinológicas y de nanofósiles debe ser de tamaño con el porta objeto de 27 mm (ancho), 76 mm (largo) y 10 a 15 mm (alto) y para las placas de foraminíferos el tamaño con el porta placas debe ser de 28 mm (ancho), 76 mm (largo) y 55 mm (alto) y empacadas como indica el numeral (5.6.3 Cajas porta placas) para que las proteja durante su transporte. Cada placa debe ser marcada y entregada a la Litoteca Nacional, Dichas placas deben acompañarse de una carta remisoría en papel membretado de la compañía operadora y del Formato-09 (Tabla 9) 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.

Tabla 9. Formato-09. Entrega de placas bioestratigráficas o testigos de dataciones.

			ENTREGA DE PLACAS BIOESTRATIGRÁFICAS O TESTIGOS DE DATACIÓN							El futuro es de todos		Minenergía	
PROYECTO _____													
CUENCA		DEPARTAMENT			COLECTOR			FECHA					
CAJA	CODIGO DE PLACA	ORIGEN MUESTRA	COORDENADAS					PROFUNDIDAD/ LOCALIDAD	UNIDAD ESTRATIGRAFICA	LITOLOGIA	TINCIONES	LABORAT ORIO	
			GEOGRAFICAS		PLANAS								
			LATITUD	LONGITUD	N	E	ORIGEN						

5.5.2.12 **Residuos.**

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 remisoria en papel membretado y el Formato-10 (Tabla 10), debidamente diligenciado.

Tabla 10. Formato-10. Entrega de residuos.

		ENTREGA DE RESIDUOS						El futuro es de todos Minenergía	
CONTRATO/BLOQUE _____					TIPO DE CONTRATO _____				
OPERADOR _____					ORDEN DE SERVICIOS _____				
UNO O NOMBRE DEL PROYECTO _____								FECHA _____	
CAJA	POZO O MUESTRA	PROFUNDIDAD	FORMACIÓN	LITOLOGÍA	LABORATORIO	ANÁLISIS REALIZADOS	OBSERVACIONES	PESO (gramos)	

5.5.2.13 **Fluidos.**

Los fluidos tomados de las pruebas de pozo tanto de agua como de aceite deberán entregarse a la Litoteca Nacional, en un volumen de 1.000 cc., debidamente empacados 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. Ha dichas muestras se le realizan análisis de Salinidad Total, pH, eH, Análisis de iones, metales y otros. Dichos resultados de las pruebas también deben enviarse a la Litoteca Nacional.

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.

Los frascos de las muestras de fluidos deben venir identificados como se evidencia en la (Figura 15).

ETIQUETA PARA FRASCOS DE FLUIDOS

ABC-123

1374,50'

TIPO DE MUESTRA:
CRUDO

VOLUEN:
250 CC

FORMACION:
MUGROSA

Nombre del pozo.

Profundidad donde se tomo.

Definir si es crudo o agua.

Volumén en Centímetros cubicos.

Formación a que pertenece.

CRUDO

AGUA

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.

Tamaño etiqueta para frasco de vidrio:
4 Cm x 4 Cm Aprox.

Figura 15. Marcación frascos con muestras de fluidos.

La compañía operadora debe entregar a la Litoteca Nacional una carta remisoría en papel membretado, el Formato-11 (Tabla 11) debidamente diligenciado y el UWI generado por el BIP (EPIS) para dicho pozo.

Tabla 11. Formato-11. Entrega de fluidos.

		FORMATO DE ENTREGA DE FLUIDOS DE POZO					El futuro es de todos Minenergía	
PROYECTO _____								
CUENCA _____		DEPARTAMENTO _____			COLECTOR _____			
CAJA	CODIGO	TIPO DE FLUIDO	SITIO DE MUESTREO	INTERVALO DE PROFUNDIDAD	FORMACION GEOLOGICA	UNIDAD OPERACIONAL	METODO DE MUESTREO	ANALISISDE CAMPO

Manual de entrega de información técnica y geológica de evaluación, exploración y producción de hidrocarburos al Banco de Información Petrolera – Anexo 5. Entrega de muestras geológicas a la Litoteca Nacional.

29

5.6 Tipos de empaques

Se hace énfasis en el tipo de empaque que debe utilizarse, ya que de éste depende la buena preservación de las muestras para su posterior utilización.

5.6.1 Cajas azules.

Las cajas azules, para el almacenamiento de testigos de perforación (muestras de núcleos de roca, zanja seca, zanja húmeda, plugs, etc....) tiene especificaciones técnicas particulares que obedecen al tipo de elementos que se van a almacenar; La particularidad química propia de las muestras de hidrocarburos, pueden afectar el material de la caja si no se tiene en cuenta las especificaciones técnicas y el método de fabricación, que se planea a continuación:

Diseño. La caja se diseñó para que la altura libre interior permita la conservación de muestras cilíndricas de roca (núcleos = cores) de hasta de 102 mm de diámetro, en longitudes no mayores de 90 cms, cortadas longitudinalmente en secciones de 2/3 y 1/3 de su diámetro original (slabbing).

Las cajas y la base tienen las siguientes especificaciones:

Caja (Tapa y Base). El material debe ser de polietileno de alta densidad (PEAD), fabricadas mediante un proceso de inyección, con moldes desarrollados en acero de alta calidad y con tecnología de colada caliente para el llenado de los productos. La resina utilizada debe ser polietileno de alta densidad (PEAD) 100% original y con índice de fluidez Melt Flow Index (MFI) de 5g/10 minutos – Max 7g/10 minutos. Para garantizar que el PEAD inyectado tenga las condiciones físico-químicas constantes durante el proceso de inyección de la colada, se deben cumplir las siguientes especificaciones técnicas:

- Debe ser de primer uso (no se aceptará material reciclado)
- Debe garantizar a las cajas inyectadas rigidez, estabilidad a la temperatura, dureza superficial y cierre hermético de tapa y base.
- Su densidad debe ser igual o menor de 0,96 g/cm³.
- Capacidad de almacenamiento: 25 kg.
- Resistencia a la tensión igual o menor de 4.200 psi.
- Alargamiento al punto de ruptura igual o mayor de 800%.
- Índice de fluidez menor de 8 g/10 minutos.
- Módulo de elasticidad a flexión de mínimo 1.000 mpa.
- Guías para ajuste de tapa y base.
- El peso aproximado de las partes de la caja terminada es el siguiente: base 1.300 gramos y tapa 900 gramos.
- Color: las cajas y sus tapas terminadas deberán tener el color azul pantone 2945c
- Es conveniente tener un molde con un sistema de colada caliente hrs (hot runner system).
- Los fabricantes de las cajas deben contar con un certificado de conformidad con base en la norma ISO-IEC 17067, que describe los fundamentos de la certificación del producto y suministra directrices para desarrollar, operar y mantener los esquemas de certificación. Además, se les debe solicitar a los fabricantes un sello de calidad tipo nyce-e4 o de cualquier ente certificador en Colombia, que garantice los requerimientos mínimos de la legislación colombiana, como los reglamentos técnicos y disposiciones generales del subsistema nacional de la calidad.
- Los certificados emitidos por este esquema de empresas certificadoras de calidad del producto, tienen una validez de tres años y los productos son sometidos a dos actividades de vigilancia que se realizan anualmente. Además, se hacen

evaluaciones periódicas de seguimiento para determinar que la organización continúa cumpliendo con los requisitos del producto.

- Método de fabricación. Las cajas plásticas (base y tapa) deben ser fabricadas mediante un proceso de inyección con moldes desarrollados en acero de alta calidad y con tecnología de colada caliente para el llenado de los productos de manera uniforme sin estresar el material con el cual es elaborado, de esta forma se mantiene una consistencia homogénea de todo el material en todo el proceso de fabricación.
- Inyección. Las tapas deben ajustar perfectamente a la base, de tal forma que se garantice el cierre exigido, conservando la uniformidad de caja y tapa, para esto es necesario que la tapa y la base sean inyectados simultáneamente y cerrados de forma inmediata para garantizar el ajuste. Este procedimiento asegura que las contracciones que se puedan presentar después de la inyección no afecten el ajuste entre la base y la tapa.
- Es conveniente tener un molde con un sistema de colada caliente hrs (hot runner system)
- A continuación, se observan (Figura 16), (Figura 17) y (Tabla 12). Esquemas generales de la caja plástica estándar para el almacenamiento de rocas que contiene la tapa (a) y el fondo (b) cuyo espesor es de Tres (3) mm en tapa y caja. El fondo tiene una inclinación de 8,2° de las paredes laterales, lo cual facilita su transporte por separado. La caja debe estar libre de fisuras, grietas, perforaciones, incrustaciones o rebabas y debe presentar una buena simetría de conjunto. La apariencia de la pared de la caja y tapa debe ser homogénea y uniforme en color. La superficie externa e interna debe ser totalmente lisa. La fecha de fabricación del producto debe ir gravada en alto relieve por medio de fecheros en la tapa y en fondo de la misma.

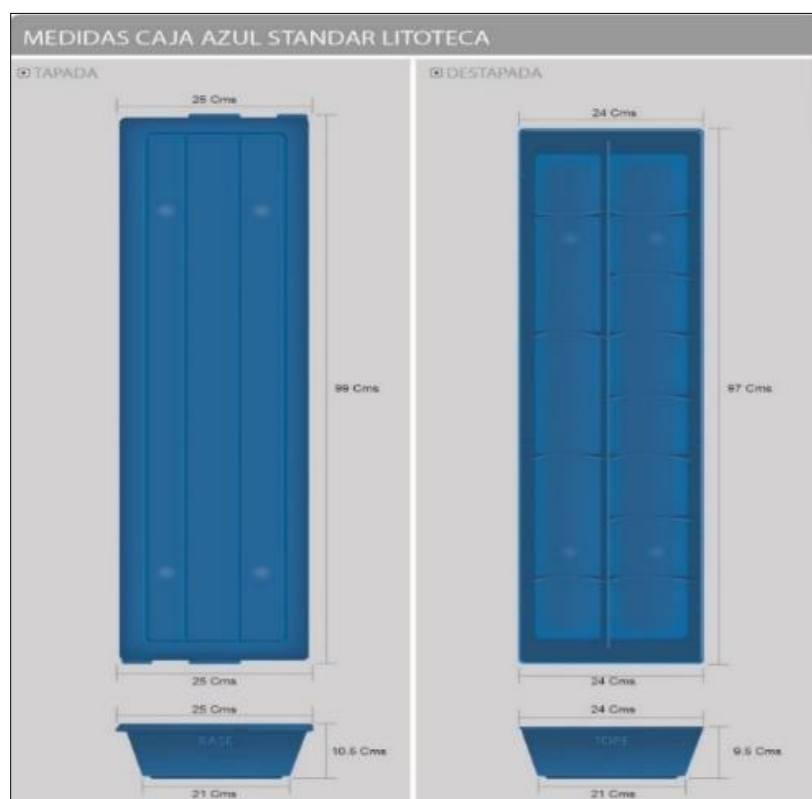


Figura 16. Caja azul estándar que se entrega a la Litoteca Nacional.

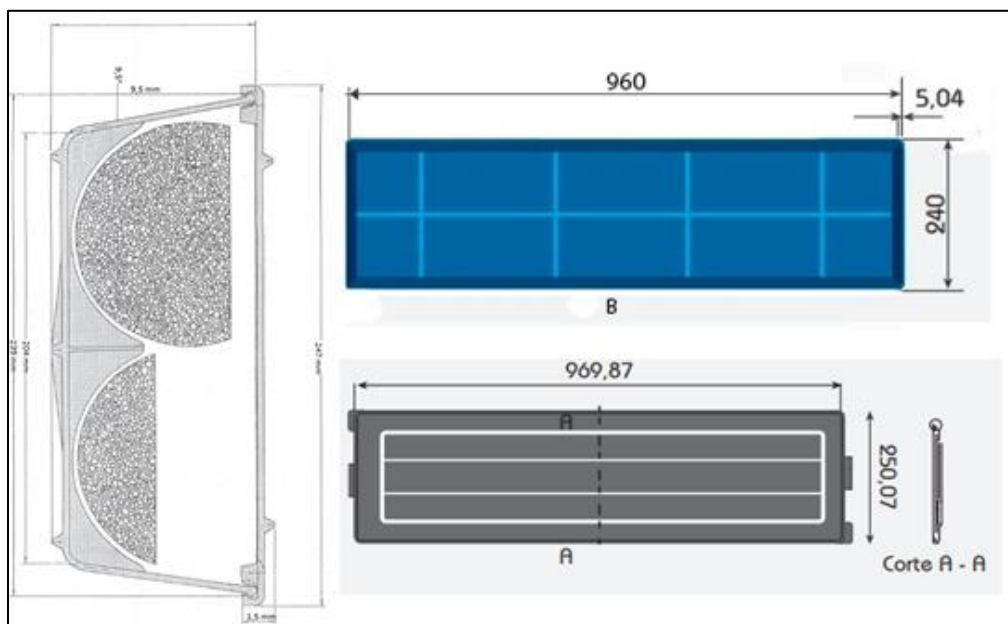


Figura 17. Detalles de la Caja y tapa.

5.6.1.1 Identificador del tope y base de la roca o muestra en caja estándar.

La posición tope de la secuencia de muestra se identifica en letras de 15 mm de altura. Se marca en alto relieve y se localiza en la primera cara lateral del fondo de la caja. Igualmente, la posición base de la secuencia de muestra se identifica en letras de 15 mm de altura. Se marca en alto relieve y se localiza en la segunda cara lateral del fondo de la caja (Figura 18).

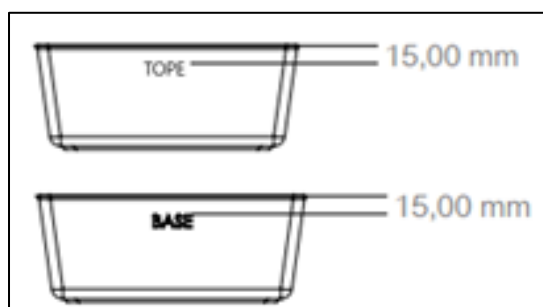


Figura 18. Identificador del tope y base de la roca o muestra en caja estándar.

5.6.1.2 Guías o soportes semicirculares para las muestras de roca.

Se ubican once (11) guías o soportes semicirculares a lo largo del fondo del recipiente, cuya función es facilitar la protección y conservación del núcleo de roca y brindar estabilidad al fondo de la caja. Así mismo, estas guías servirán para conservar muestras de zanja húmeda y seca. La configuración a lo largo de la base del recipiente permite depositar muestras cilíndricas de roca hasta un diámetro de 102 mm, más un posible recubrimiento en parafina, papel o PVC hasta de tres (3) mm, sin que la cara plana de la muestra de roca, cortada en sección de 2/3 de diámetro, haga contacto con la tapa e impida el buen sello tapa-base, identificación de medida en mm (Figura 19).

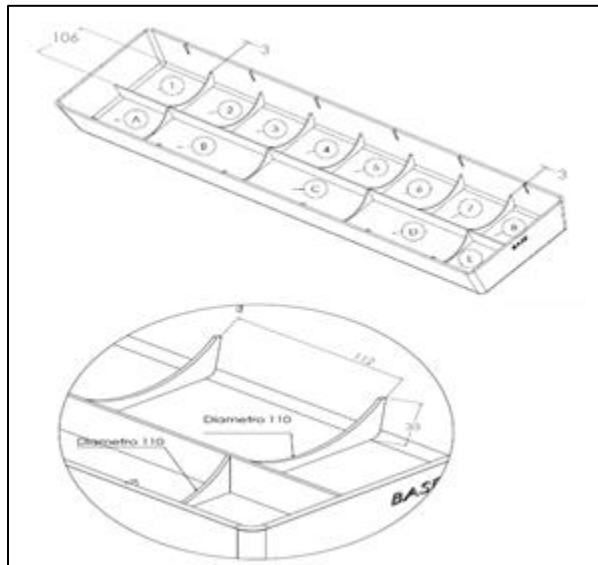


Figura 19. Guías o soportes semicirculares para las muestras de roca.

5.6.1.3 Guías para ajuste tapa-fondo.

El contorno de la tapa contiene treinta y dos (32) guías para el ajuste tapa-fondo, las cuales facilitan un sello hermético que impide la entrada de fluidos o contaminación. Cada uno de los laterales de la tapa contiene trece (13) guías y tres (3) en cada uno los extremos frontales (Figura 20).

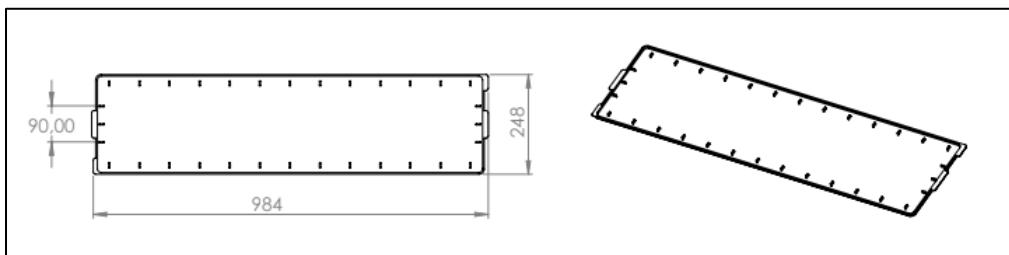


Figura 20. Guías para ajuste tapa-fondo.

5.6.1.4 Vena de refuerzo perimetral tapa.

La tapa contiene cuatro (4) venas de refuerzo en la superficie lateral y dos (2) en la frontal, cada uno con 7 mm de alto. El espesor de venas externas ± 2 mm y espesor superior de las venas internas ± 3.2 mm (Figura 21).

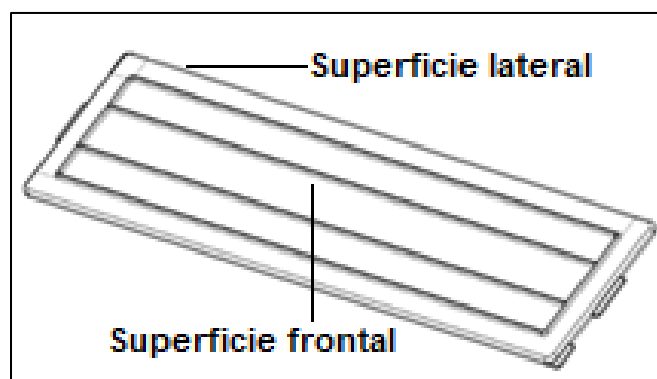


Figura 21. Vena de refuerzo perimetral tapa.

5.6.1.5 Venas de refuerzo fondo.

El contorno exterior del fondo contiene venas de refuerzo (c) que permiten el apilamiento seguro de las tapas y los fondos de varias cajas. Se observa una vena de refuerzo central (d) a todo lo largo de la cara inferior externa del fondo del recipiente, con dimensiones iguales a las venas atrás citadas y con venas secundarias laterales (c), que incrementan la resistencia y mejoran la condición de apilamiento (Figura 22).

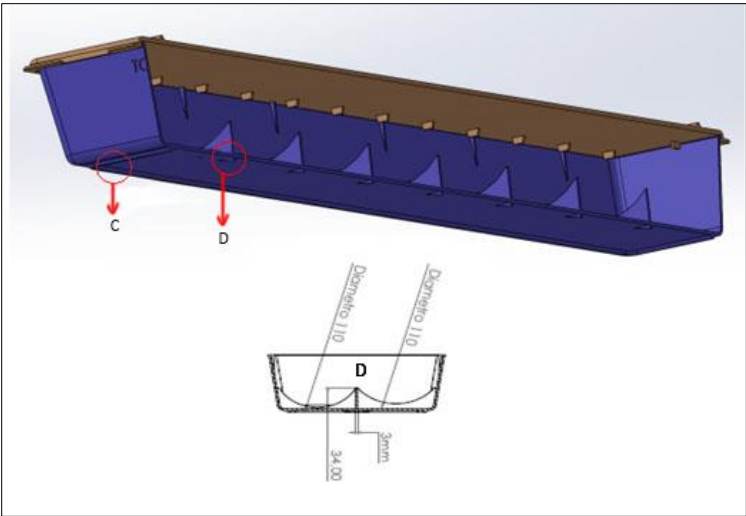


Figura 22. Venas de refuerzo fondo.

Tabla 12. Especificaciones de la caja estándar azul.

CAJA ESTÁNDAR LITOTECA NACIONAL	
Medida inferior	934 mm (+/-) 10 mm Ancho: 210 mm (+/-) 10 mm
Medida superior	960 mm (+/-) 10 mm Ancho: 240 mm (+/-) 10 mm
Alto	94 mm (+/-) 5 mm
Espesor	2,6 mm (+/-) 0,05 mm
Peso en gramos (Gr)	1250 (+/-) 100 Gr
TAPA ESTÁNDAR LITOTECA NACIONAL	
Largo	988 mm (+/-) 10 mm
Ancho	248 mm (+/-) 10 mm
Espesor	0,33 mm (+/-) 0,05 mm
Peso en Gramos (Gr)	800 (+/-) 100 Gr

5.6.2 Cajetillas plásticas.

5.6.2.1 Especificaciones técnicas cajetillas plásticas

La cajetilla plástica de almacenamiento es un empaque plástico elaborado en policarbonato en su base y la tapa en ABS (Acrilonitrilo Butadieno Estireno), utilizado para manejo, preservación, estudio, almacenamiento, administración y custodio de muestras de zanja húmeda o sin lavar y muestras de zanja seca, muestras para geoquímica y bioestratigrafía de toda la columna estratigráfica perforada.

5.6.2.2 **Requisitos generales de fabricación**

- La cajetilla plástica utilizada para el almacenamiento y preservación de muestras de zanja seca húmeda debe ser fabricada en materiales resistentes a la caída y temperatura permitiendo la conservación adecuada de la muestra.
- El cuerpo debe ser fabricado en una sola pieza transparente sin apaños flujos o rayas que impida la visibilidad.
- La tapa debe ser fabricada en una sola pieza, sin apaños flujos o rayas permitiendo el ajuste seguro entre el cuerpo y la tapa.
- La tapa no debe presentar rebabas, contaminación, alabeos que impidan la funcionalidad antes mencionada.
- Las tapas de cajetillas mediana y grande deben tener perforaciones según las figuras (Figura 25 y Figura 27) para la evaporación de gases.
- Los fabricantes de las cajetillas cualquiera que fuere deberán contar con un certificado de conformidad de la muestra (los elementos a requerir), emitido por un ente acreditado por la ONAC – organismo nacional de acreditación de Colombia, que evalúe las características, garantizando para la Litoteca Nacional, que se cumplan con las especificaciones técnicas dimensionales de composición del material y del proceso de producción.
- Para la fabricación de las cajas es necesario tener el molde de la caja y de la tapa

5.6.2.3 **Diseño**

Cada uno de los espesores debe medirse como mínimo en tres puntos diferentes de la pieza a medir las dimensiones de la caja y tapa de las cajetillas deben cumplir con las siguientes especificaciones:

- **CAJETILLA PEQUEÑA:** las dimensiones de la caja y tapa de la cajetilla pequeña deben cumplir con lo indicado en la (
-
- Tabla 13) y (Figura 23) y (Figura 24)

Tabla 13. Dimensiones cajetilla pequeña (mm)

CAJETILLA PEQUEÑA (mm)	
Alto	67,8(+/-)2
Ancho	47,7(+/-)2
Largo	55,6 (+/-)2
Espesor	3 (+/-) 0,5
TAPA CAJETILLA PEQUEÑA (mm)	
Alto	11 (+/-)1
Ancho	49,5(+/-)2
Largo	57,5 (+/-)2
Espesor	2,5(+/-) 0,5

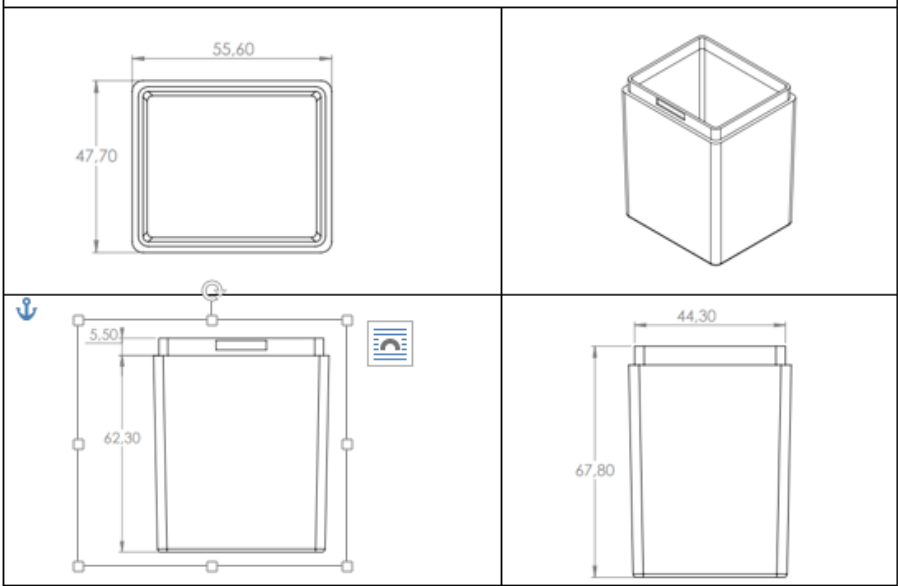


Figura 23. Cajetilla pequeña (mm)

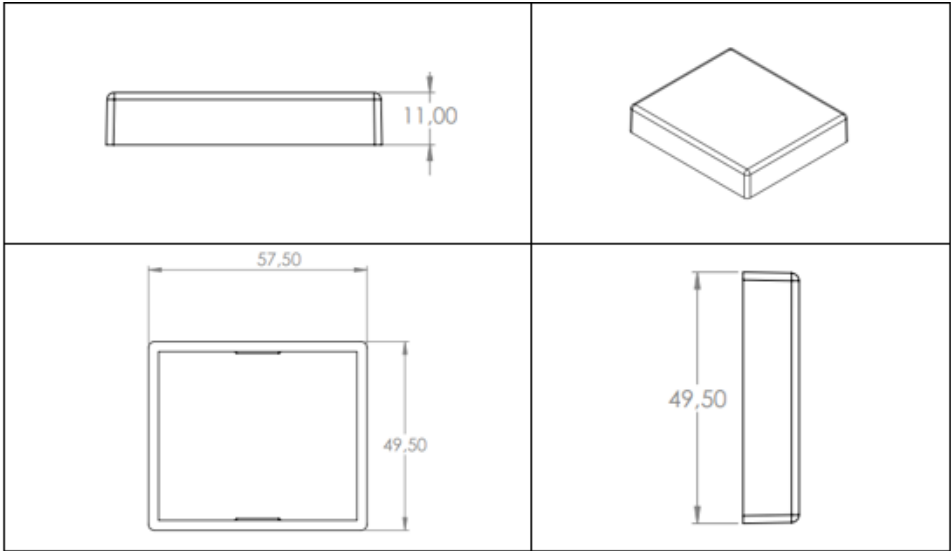


Figura 24. Tapa cajetilla pequeña (mm)

- **CAJETILLA MEDIANA:** Las dimensiones de la caja y tapa de la cajetilla mediana deben cumplir con lo indicado en la (Tabla 14), (Figura 25) y (Figura 26)

Tabla 14. Dimensiones cajetilla mediana (mm)

CAJETILLA MEDIANA	
Alto	78,7(+/-)2
Ancho	56,00(+/-)2
Largo	98,0(+/-)2
Espesor	3 (+/-) 0,5
TAPA CAJETILLA MEDIANA	
Alto	11 (+/-)1
Ancho	57,00(+/-)2
Largo	99,00 (+/-)2
Espesor	2,00(+/-) 0,5

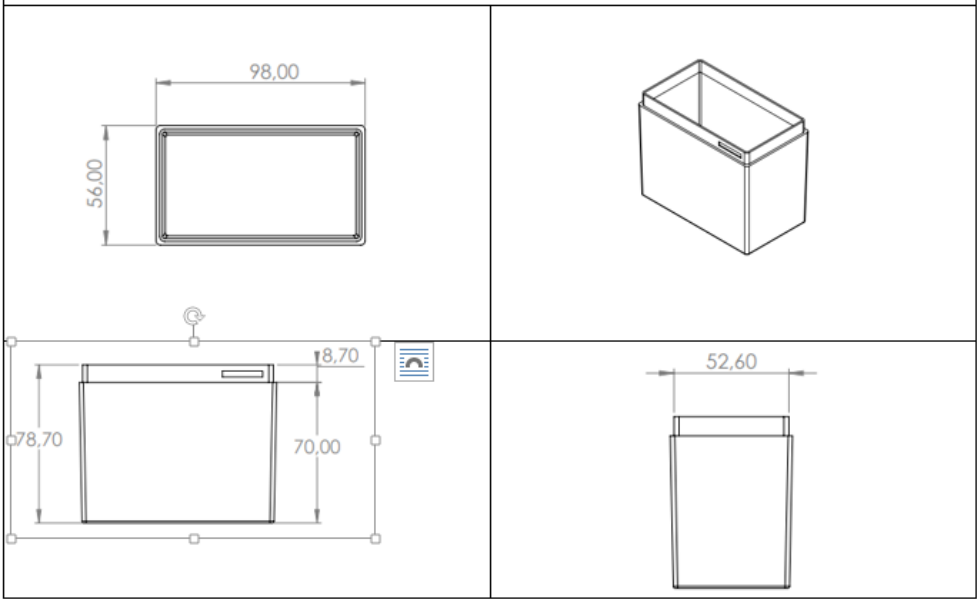


Figura 25. Cajetilla mediana (mm)

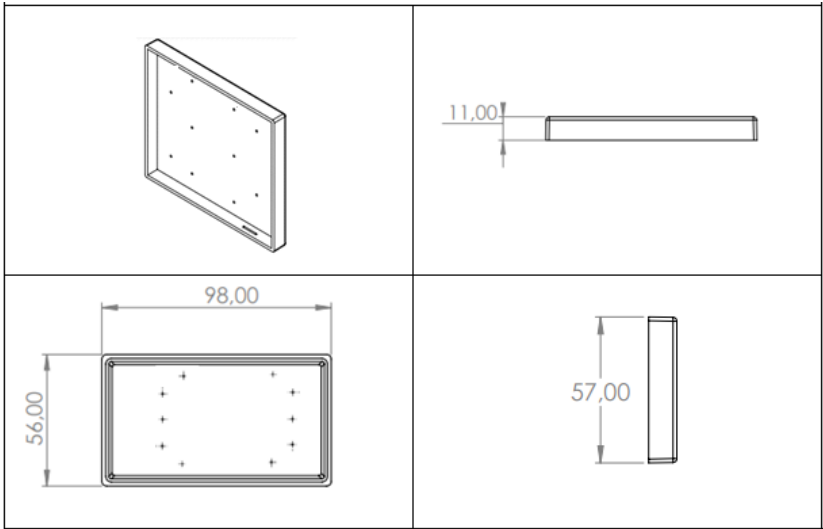


Figura 26. Tapa Cajetilla mediana (mm)

- **CAJETILLA GRANDE:** Las dimensiones de la caja y tapa de la cajetilla grande deben cumplir con lo indicado en la (Tabla 15) y (Figura 27) y (Figura 28)

Tabla 15. Dimensiones cajetilla grande (mm)

CAJETILLA GRANDE (mm)	
Alto	78,7(+/-)2
Ancho	98,00(+/-)2
Largo	113,5(+/-)2
Espesor	3 (+/-) 0,5
TAPA CAJETILLA GRANDE (mm)	
Alto	11 (+/-)1
Ancho	99,00(+/-)2
Largo	114,8 (+/-)2
Espesor	2,00(+/-) 0,5

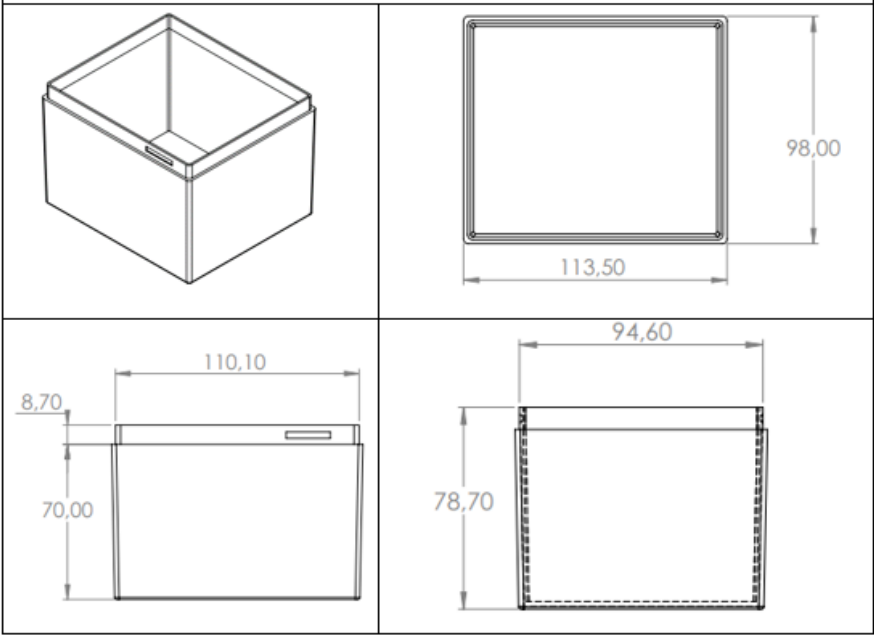


Figura 27. Cajetilla grande (mm)

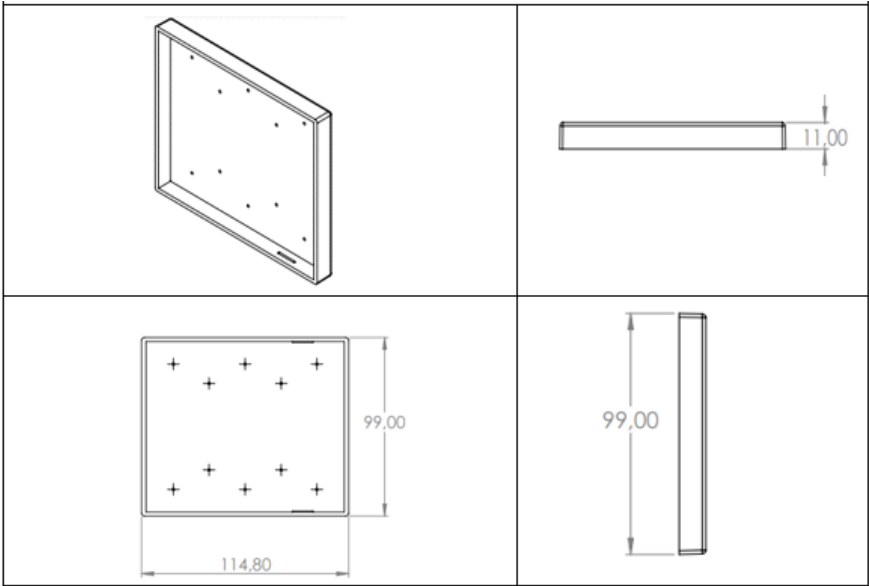


Figura 28. Tapa cajetilla grande (mm)

5.6.2.4 **Peso**

- **CAJETILLA PEQUEÑA:** El peso de la cajetilla pequeña con su tapa debe cumplir lo indicado en la (Tabla 16)

Tabla 16. Peso de la cajetilla pequeña

DESCRIPCIÓN	PESO EN GRAMOS (G)
Cajetilla	46(+/-) 3
Tapa	11 (+/-) 2

- **CAJETILLA MEDIANA:** El peso de la cajetilla Mediana con su tapa debe cumplir lo indicado en la (Tabla 17)

Tabla 17. Peso de la cajetilla mediana

DESCRIPCIÓN	PESO EN GRAMOS (G)
Cajetilla	90 (+/-) 3
Tapa	17(+/-)3

- **CAJETILLA GRANDE:** El peso de la cajetilla grande con su tapa debe cumplir lo indicado en la (TABLA 18)

Tabla 18. Peso de la cajetilla grande

DESCRIPCIÓN	PESO EN GRAMOS (G)
Cajetilla	134 (+/-)4
Tapa	30(+/-)3

5.6.2.5 Materiales

Las cajetillas deben cumplir los requisitos indicados en la (Tabla 19)

Tabla 19. Requisito Material Cajetillas

CARACTERÍSTICAS	REQUISITO OBLIGATORIO
Composición Policarbonato En %	100% original
Índice De Fluidez Melt Flow Index Mfi	10 g/10minutos.
Densidad.	igual o mayor a 1,20 g/cc

Las tapas cajetillas deben cumplir los requisitos indicados en la (Tabla 20)

Tabla 20. Requisito material tapa cajetillas

CARACTERÍSTICAS	REQUISITO OBLIGATORIO
Composición Abs En %	100% original
Material Pre-Secado	si

5.6.2.6 Capacidad

Las cajetillas deben tener una capacidad plena según lo establecido en la (Tabla 21)

Tabla 21. Capacidad cajetilla

DESCRIPCIÓN	CAPACIDAD
Cajetilla Pequeña	120 a 200 gr
Cajetilla Mediana	400 a 500 gr
Cajetilla Grande	800 a 1000gr

5.6.2.7 Tecnología de Fabricación

COLADA CALIENTE. A base de las cajetillas de la litoteca nacional deben ser fabricadas mediante un proceso de inyección con tecnología de colada caliente, este sistema que se instala dentro del molde, reduce o elimina la utilización de ramales, necesaria con los sistemas de colada fría. La cámara caliente se encarga de mantener el material a la temperatura deseada, evitando su solidificación Garantizando que el policarbonato (PC) de tenga las condiciones físico químicas constantes durante el proceso de inyección de la colada.

Estos moldes presentan entre otras las siguientes ventajas:

- Permiten que la inyección se realice a baja presión y velocidad, aliviando tensiones que evitan deformación en el producto.
- Los moldes de colada caliente facilitan que los productos fabricados se puedan elaborar en resinas con un grado de fluidez baja (melt flow) lo que hace que las moléculas tengan más resistencia al impacto, ruptura y a la compresión.
- El índice de fluidez bajo del polímero que exige la ficha técnica del cliente no se cambia; de tal manera que con el molde de colada caliente se garantiza que la fluidez “cantidad de resina que pasa a través de una boquilla en una unidad de tiempo con determinada presión y temperatura”, sea controlada inyectando a bajos valores temperatura, presión y velocidad, lo cual hacen que las propiedades mecánicas con las cuales fueron fabricadas las resinas se mantengan en el proceso y finalmente en el producto.
- Los sistemas de colada caliente son altamente recomendados cuando se buscan ciclos más rápidos, piezas de calidad superior, mejor control sobre el proceso, automatización para producciones de altos volúmenes y aumento del desempeño y la confiabilidad.

Las tapas de las cajetillas deben ser fabricadas mediante el proceso de colada fría (ABS) Acrilonitrilo Butadieno Estireno

5.6.2.8 Sistema De Manifold Caliente y Puntos De Inyección

El molde de la BASE CAJETILLA debe estar compuestos por sistemas Manifolds con resistencias respectivas para cada boquilla de inyección como se especifica en la (Tabla 22)

Tabla 22. Manifold y puntos de inyección necesarias por molde BASE CAJETILLA

MANIFOLDS / MOLDE	# MANIFOLDS / MOLDE	# BOQUILLAS / MOLDE
Base Cajetilla Pequeña	1	2
Base Cajetilla Mediana	1	1
Base Cajetilla Grande	1	1

Los sistemas Manifolds permiten un proceso de inyección con balance térmico, volumétrico y mecánico con una estabilidad total en toda la pieza obteniendo productos inyectados con peso y aspecto dimensional de acuerdo con el estándar tener esta tecnología trae las siguientes ventajas sobre el proceso:

- Alta velocidad de flujo.
- mezcla plástica térmicamente homogénea.
- Mayor balance en el flujo hacia las cavidades.

5.6.2.9 Sistema Colada Fría

El molde de la TAPA CAJETILLA debe estar compuesto por sistema de colada fría como se muestra en la (Tabla 23)

Tabla 23. Sistemas para tapas de las cajetillas

MOLDE	SISTEMA
Tapa Cajetilla Pequeña	Sistema Colada Fría
Tapa Cajetilla Mediana	Sistema Colada Fría
Tapa Cajetilla Grande	Sistema Colada Fría

5.6.2.10 Empaque y Entrega

Las CAJETILLAS deben apilarse de tal forma que no sufra deterioro durante el transporte o almacenamiento. Debe hacerse cajas de cartón corrugado y que su peso total no supere los 15 kilos el cual deberá estar distribuido de la siguiente forma (Tabla 24)

Tabla 24. Distribución cajetillas por caja

TIPO DE CAJETILLA	CANTIDAD POR CAJA
Cajetilla Pequeña	250 Unidades
Cajetilla Mediana	140 Unidades
Cajetilla Grande	90 Unidades

5.6.3 Cajas porta placas

Los requisitos que se deben cumplir para guardar las placas de petrografía, bioestratigrafía y nanofósiles se indican en la tabla (Tabla 25)

Tabla 25. Cajas porta muestras de secciones delgadas y bioestratigráficas.

	<p>Dimensiones de secciones petrográficas delgadas. 27 mm (ancho) x 46 m (largo) x 15 mm (altura).</p> <p>Dimensiones de las placas palinologica y nanofósil. 26 mm (ancho) x 76 mm (largo) x 15 mm (altura).</p> <p>Dimensiones de las placas foraminíferos. 28 mm (ancho) x 76 mm (largo) x 50 mm (altura).</p> <p>Usos Almacenamiento de secciones delgadas, placas bioestratigrafías o testigos de dataciones.</p> <p>Almacenamiento de secciones petrográficas Hasta 100 secciones por caja.</p>
---	--



Almacenamiento placas de foraminíferos

Hasta 20 placas por bandeja, para un total de 400 placas foraminíferos.

La Litoteca Nacional estará pendiente para informar a las compañías operadoras sobre los estándares, normas, materiales, suministro y proveedores de estos materiales de empaque.

5.7 Procedimiento para la recepción y verificación de las muestras entregadas a la Litoteca Nacional

Toda la información que se entregue en el marco del presente Manual, debe estar acompañada de una carta remisoría debidamente firmada por el representante autorizado de la compañía operadora, documento que contendrá como mínimo el nombre de la compañía operadora, nombre del contrato, nombre del campo de producción (cuando sea del caso), dirección de correspondencia, número de teléfono, correo electrónico, nombre del funcionario de contacto, fecha de entrega, tipo de muestras entregadas, número de cajas y las solicitudes para la adquisición de cajas plásticas estándar, cuando corresponda, además de las especificaciones técnicas de la materia prima utilizada en la fabricación de las cajas plásticas estándar (cuando sea del caso).

5.7.1 Plazos de entrega de la información y tratamiento de residuos de muestras

Las muestras de rocas obtenidas en el marco de contratos E&P y TEA suscritos con la ANH, deberán ser entregadas a la Litoteca Nacional al menos Treinta (30) días hábiles antes del vencimiento de la respectiva fase.

Las muestras de rocas y fluidos obtenidas en el marco de otro tipo de contratos, deberán ser entregadas a la Litoteca Nacional ajustándose a las respectivas cláusulas contractuales. Si en dicho contrato no se establece un plazo de entrega de las muestras a la Litoteca Nacional, se entenderá que deben ser entregadas durante los 120 días siguientes a la terminación de la perforación y/o recolección.

Los resultados, residuos, sobrantes y testigos de los análisis que no presenten alteración física y química de la muestra deben ser entregados durante los 120 días siguientes a la toma de la muestra. Si la realización de los análisis demora más de 120 días, el interesado deberá informar la razón de la no entrega y el compromiso de la fecha prevista para cumplir con este requisito.

Para muestras a las cuales se les apliquen algún análisis de tipo destructivo o alteración química de la muestra, la compañía operadora debe enviar una comunicación escrita a la Litoteca Nacional con la relación de los análisis realizados entregados al BIP, así como con los respectivos resultados y especificando claramente que no hay residuos para devolver. Para la descarga de los productos del balance de entrega de información, se debe enviar al Banco de Información Petrolera una solicitud de desactivación con las observaciones técnicas pertinentes, acompañada de la comunicación emitida por quienes realizaron los análisis destructivos, certificando el consumo total de las muestras o la alteración química, así como el envío de los análisis obtenidos, en donde se debe indicar el consumo de la muestra en su totalidad como se indicó anteriormente.

Las muestras de fluidos y SWC, deberán ser entregadas a la Litoteca Nacional una vez finalicen los estudios y análisis para los cuales fueron adquiridas.

Nota. La compañía operadora deberá planificar la entrega de las muestras con suficiente antelación, ya que los plazos aquí estipulados, no pueden utilizarse como sustento para la solicitud de prórrogas o aplazamientos en el cumplimiento de otros compromisos.

5.7.2 Recepción de muestras y fluidos.

De la recepción de las muestras y fluidos en las instalaciones de la Litoteca Nacional, se dejará constancia mediante un sello de recibido con la fecha, hora de entrega y número de cajas.

La administración de la Litoteca Nacional tendrá 60 días hábiles, a partir de la recepción de las muestras y fluidos, para solicitar aclaraciones, información faltante o información adicional a la compañía operadora. Estas solicitudes se realizarán por correo electrónico a la persona de contacto incluida en la carta remitida. No obstante, el administrador de la Litoteca Nacional, podrá en cualquier momento, enviar comunicaciones a las compañías requiriendo la entrega de información, cuando se identifique que ésta no se ha entregado completa o en las condiciones especificadas en este manual.

5.7.3 Constancia de entrega de las muestras.

Una vez se termine la verificación técnica, la información de las muestras y fluidos recibidas sea cargada en el WMS de la Litoteca Nacional, la administración de la Litoteca Nacional expedirá una constancia de entrega de muestras y fluidos con destino a la compañía operadora y al BIP (EPIS), la cual debe contener por lo menos la siguiente información:

- Nombre del pozo
- Nombre del contrato o proyecto
- Coordenadas
- Cuenca
- Contrato
- Compañía operadora
- Tipo de muestra recibida
- Número de unidades de muestra recibidas
- Intervalo muestreado (cuando corresponda)
- Número de cajas recibidas
- Cantidad de muestra recibida
- Estado de la muestra recibida
- Empaque
- Fecha de recibo de la muestra
- Información adicional recibida
- Observaciones y pendientes de entrega

Cuando la compañía operadora entregue las muestras en empaques diferentes de los estipulados en este manual, el administrador de la Litoteca Nacional deberá enviarle a la compañía operadora una cotización del valor del reempaque, para su aprobación. Si la compañía operadora, en el transcurso de Treinta (30) días calendario, no aprueba dicha cotización, el administrador de la Litoteca Nacional le solicitará por escrito el retiro de dichas muestras.

El administrador de la Litoteca Nacional, podrá en cualquier momento, enviar comunicaciones a las compañías requiriendo la entrega de información, cuando se identifique que ésta no se ha entregado en forma oportuna, completa o en las condiciones especificadas en este manual.



5.7.4 Muestras en custodia.

La Litoteca Nacional solo recibirá en custodia los corazones preservados en mangas de aluminio o tubos de PVC. El pago por concepto de almacenamiento de muestras dejadas en custodia se realizará mensualmente, de acuerdo con la lista de precios vigentes para la venta de servicios de información técnica y geológica. Para la realización de este pago, el administrador de la Litoteca Nacional, durante las primeras dos semanas del mes vencido, les enviará a las compañías operadoras las respectivas órdenes de servicio.



5.8 Bibliografía

Norma API RP 40, (1998). "Recommended practices for core analysis". American Petroleum Institute, Washington D.C. Second Edition.