

## **Anexo Técnico n.º 2: Operaciones de pozos**

**Servicio Geológico Colombiano - Banco de Información Petrolera**

**Bogotá, Mayo de 2021**

## Tabla de contenido

<b>2.1</b>	<b>Introducción</b> .....	<b>5</b>
<b>2.2</b>	<b>Alcance</b> .....	<b>6</b>
<b>2.3</b>	<b>Glosario</b> .....	<b>7</b>
<b>2.4</b>	<b>Consideraciones Generales</b> .....	<b>9</b>
<b>2.5</b>	<b>Especificaciones de productos técnicos relacionados con operaciones de pozo.</b>	<b>10</b>
<b>2.6</b>	<b>Ambiental</b> .....	<b>13</b>
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
<b>2.7</b>	<b>Planeación del pozo</b> .....	<b>14</b>
2.7.1	<i>Informe de intención de perforar</i> .....	14
<b>2.8</b>	<b>Perforación y completamiento</b> .....	<b>15</b>
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
<b>2.9</b>	<b>Registros tomados</b> .....	<b>21</b>
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
<b>2.10</b>	<b>Otros registros que se hayan tomado y que no se encuentren especificados en los numerales anteriores.</b> .....	<b>31</b>
<b>2.11</b>	<b>Estudios o análisis especiales de pozo (geoquímica de pozo, bioestratigrafía, palinología, petrografía, estudios adicionales de petrofísica).</b> .....	<b>32</b>
<b>2.12</b>	<b>Informe de geomecánica del pozo</b> .....	<b>33</b>
<b>2.13</b>	<b>Completamiento Múltiple</b> .....	<b>34</b>
<b>2.14</b>	<b>Pruebas iniciales y extensas de producción</b> .....	<b>35</b>
<b>2.15</b>	<b>Informe consolidado de pruebas de pozo.</b> .....	<b>36</b>
2.15.1	<i>Registros tomados de pruebas de fondo</i> .....	36
<b>2.16</b>	<b>Trabajos posteriores a la perforación</b> .....	<b>37</b>
<b>2.17</b>	<b>Proyecto de mantenimiento de presión y/o disposición de fluido</b> .....	<b>38</b>
<b>2.18</b>	<b>Abandono de pozo</b> .....	<b>39</b>
2.18.1	<i>Análisis de resultados de Abandono</i> .....	39
<b>2.19</b>	<b>Bibliografía</b> .....	<b>40</b>

## 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
		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)	
		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:

<b>CONTENIDO</b>		<b>Pág.</b>
<b>RESUMEN</b> .....		7
<b>ABSTRACT</b> .....		8
<b>INTRODUCCIÓN</b> .....		9
<b>1. PRIMER CAPÍTULO</b> .....		10
<b>1.1 TÍTULO DE SEGUNDO NIVEL</b> .....		10
<b>1.1.1 Título de tercer nivel</b> .....		10
<b>1.1.1.1 Título de cuarto nivel</b> .....		10
<b>1.2 TÍTULO DE SEGUNDO NIVEL</b> .....		11
<b>2. SEGUNDO CAPÍTULO</b> .....		12
<b>2.1 TÍTULO DE SEGUNDO NIVEL</b> .....		12
<b>2.1.1 Título de tercer nivel</b> .....		12
<b>3. TERCER CAPÍTULO</b> .....		14
<b>3.1 TÍTULO DE SEGUNDO NIVEL</b> .....		14
<b>3.1.1 Título de tercer nivel</b> .....		14
<b>CONCLUSIONES</b> .....		15
<b>REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS</b> .....		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, topes de formación por muestra y por registros, espesores y edades, resumen de análisis de hidrocarburos (manifestaciones de gases y aceite), descripción de muestras de zanja, corazones convencionales y corazones de pared (dependiendo de las muestras tomadas en el pozo. Estas descripciones no eximen de la entrega de informes de análisis específicos).

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

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

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

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

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

Nombre_Pozo Definitive Survey-Geodetic Report o Combo Report																		
(Def Survey)																		
Report Date:	DD-MMM-AAAA	Survey / DLS Computation:	XXXX / XXXX															
Client:	XXXX	Vertical Section Azimuth:	000.000 ° (Grid North)															
Field:	XXXX	Vertical Section Origin:	0.000 ft, 0.000 ft															
Structure / Slot:	XXXX	TVD Reference Datum:																
Well:	XXXX	TVD Reference Elevation:	000.000 ft above MSL															
Borehole:	XXXX	Seabed / Ground Elevation:	000.000 ft above MSL															
IWF / API#:	XXXX	Magnetic Declination:																
Survey Name:	XXXX	Total Gravity Field Strength:	0000.0000mg (0.00000Based)															
Survey Date:	DD-MMM-AAAA	Gravity Model:																
Text / AND / IOD / ERD Ratio:	DATOS DE LA COMPAÑIA	Total Magnetic Field Strength:	0000.0000															
Coordinate Reference System:	MAGNA-SIRGAS / Colombia Zona de acuerdo al área de estudio.	Magnetic Dip Angle:	000°															
Location Lat / Long:	N ° x' xx.00000", W x" xx.00000"	Declination Date:	DD-MMM-AAAA															
Location Grid NE YX:	N xxxxxxx.xxxx m, E xxxxxxx.xxxx m	Magnetic Declination Model:																
CRS Grid Convergence Angle:		North Reference:																
Grid Scale Factor:	XXXX	Grid Convergence Used:	Total Corr Map North-Grid															
Version / Patch:	XXXX	Local Coord Referenced To:																
Comments	MD (ft)	Incl (°)	Azim Grid (°)	TVD (ft)	TVDSS (ft)	VSEC (ft)	NS (N/S ft)	EW (E/W ft)	DLS (°/100ft)	BR (°/100ft)	TR (°/100ft)	Closure (ft)	Closure Azimuth (°)	Northing (m)	Easting (m)	Latitude (N/S ° ' ")	Longitude (E/W ° ' ")	
Tie in	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	N 0.00	E 0.00	N/A	N/A	N/A	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00 N	0.00 00.00 W	00.00 00.00
Elevation del Terreno	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	S 0.00	W 0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00 N	0.00 00.00 W	00.00 00.00

Figura 2. Modelo de Direccional.

### 2.8.1.6 Informe análisis de muestras de fluidos:

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

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

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

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

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

### 2.8.1.7 Análisis especiales:

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

- Caracterización de crudo atmosférico (BSH, API, S, N<sub>2</sub>, V, parafinas, flash point, pour point y viscosidades). Análisis bulk (°API, %S, Ni, V, Fe, GC-FID [whole oil], CL (SARA), %BSW, GOR, viscosidad dinámica (cP), GC-MS (para análisis de biomarcadores de las fracciones de saturados y aromáticos, análisis de isótopos de carbono d13C/d12C; para crudo completo y fracciones de saturados y aromáticos, análisis de los gases asociados al crudo (GC-FID y análisis de isótopos de carbono e hidrogeno).
- Pruebas PVT. Descripción de pruebas realizadas (CCE, CVD, DL, etc.), condiciones de presión y temperatura de realización de las pruebas,

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 miscibilidad e hinchamiento-asés-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·=&gt;·+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·MM·MM·AAAA·:·START·LOGGING↓ ·SPUD·...·DD·MM·MM·AAAA·:·SPUD·DATE↓ ·PDAT·...·Ground·Level·:·PERMANENT·DATUM↓ </pre>	<p>Seguir Lineamientos de estructura de los estándares enunciados para Formatos LIS,DLIS y LAS</p>

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)			
<b>OPERADOR:</b> <b>POZO:</b> <b>LOCALIZACIÓN:</b> <b>PAIS:</b> <b>UNIDAD:</b> <b>SLE:</b> <b>RTE:</b> <b>TALADRO:</b> <b>INICIO DE PERFORACIÓN:</b> <b>FINALIZO PERFORACIÓN:</b> <b>PROFUNDIDAD FINAL:</b> <b>ESCALA:</b> 1:500	<b>PERSONAL:</b>	<b>COORDENADAS</b> <b>SUPERFICIE:</b> N: E: <b>FONDO:</b> N: E:	<b>DATOS DEL HUECO</b>
		<b>DATOS DEL LODO</b>	<b>DATOS DE REVESTIMIENTO</b>
<b>Leyenda</b> <b>Datos de Perforación:</b> BC bit condition BS bit size CB core bit CBR core bit re-run CR core CSO casing DC depth correction DIR directional survey DS deviation survey DST drill stem test LC lost circulation LCM lost circ material MM mud motor NB new bit PO pump output PP pump pressure RPM rotary speed RR re-run bit SPM pump strokes SPP stand pipe pressure TRQ torque TVD true vertical depth WLL wireline log WOB weight on bit <b>Datos de Lodo:</b> CL clonides FC filler cake PV funnel viscosity LAT lagged after trip MW mud weight NB no reaction pH mud pH PV plastic viscosity WL water loss YP yield point YS yield stress <b>Datos de Gas:</b> CG connection gas PG produced gas SG suab gas TG trip gas FG Formation Gas BGG Background Gas <small>Gas Equivalence: 1% Gas = 10,000 ppm = 100 Unit</small>	I. Etiqueta		
	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
<b>FEL o MASTERLOG</b>	parámetros de Perforación	Rata de perforación	Profundidad	CONTAMINANTES %	Porcentaje Litológico	Litología Interpretada Fósiles-Minerales	Manifestación de Aceite	Gas Total HC CO2	Cromatografía en ppm C1 C2 C3 iC4 nC4 iC5 nC5, etc.	Descripción litológica	Comentarios
	Ejemplo: RPM TORQUE Standpipe Pressure Flow In, etc.	Ejemplo: ROP ROP_AVG	MD o TVD según registro								

### 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 exponent (DEXP) y D exponent corregido (DCEX)
- Curvas de presiones de formación, gradiente de fractura y densidad de circulación equivalente (ECD).

Tabla 8. Modelo de canales del registro PEL.

Nombre del Registro	Track 1	Track 2	Track 3	Track 4	Track 5	Track 6	Track 7	Track 8	Track 9	Track
PEL	Exponente DC	Gas Total	PRESIÓN DE PORO	DERRUMBES %	Profundidad	Litología Interpretada Fósiles-Minerales	Temperatura Lodo	parámetros de Perforación	Desviaciones	Comentarios
	DCEXP (Exponente Corregido)	HC CO <sub>2</sub>	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.	Bloomy, 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 inyektividad, 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)