

Anexo Técnico n.º 2: Operaciones de pozos

Servicio Geológico Colombiano - Banco de Información Petrolera

Bogotá, marzo de 2020

Tabla de contenido

2.1	Introducción.....	5
2.2	Alcance.....	6
2.3	Glosario.....	7
2.4	Consideraciones Generales	11
2.5	Especificaciones de productos técnicos relacionados con operaciones de pozo.15	
2.5.1	Ambiental.....	15
2.6.1.1	Información ambiental y Social.....	15
2.5.2	Planeación del pozo.....	15
2.6.2.1	Forma 4CR.....	15
2.6.2.2	Informe de intención de perforar.....	16
2.5.3	Perforación y completamiento	16
2.6.3.1	Forma 5CR.....	16
2.6.3.2	Forma 6CR.....	17
2.6.3.3	Informes asociados a la perforación del pozo	17
2.6.3.4	Registros tomados.....	22
2.6.3.5	Sísmica de pozo	31
2.6.3.6	Otros registros que se hayan tomado y que no se encuentren especificados en los numerales anteriores.....	32
2.6.3.7	Estudios o análisis especiales de pozo (geoquímica de pozo, bioestratigrafía, palinología, petrografía, estudios adicionales de petrofísica).....	32
2.6.3.8	Informe de geomecánica del pozo.....	32
2.6.3.9	Forma 11CR.....	32
2.5.4	Pruebas iniciales de producción	33
2.6.4.1	Forma 8CR.....	33
2.6.4.2	Informe consolidado de pruebas iniciales.....	33
2.5.5	Trabajos posteriores a la perforación.....	33
2.6.5.1	Forma 7CR.....	34
2.6.5.2	Forma 10CR.....	34
2.6.6	Información de producción e inyección.....	34
2.6.6.1	Forma 12CR.....	34
2.6.6.2	Forma 13CR.....	34
2.6.6.3	Forma 14CR.....	34
2.6.6.4	Forma 25CR.....	35
2.6.7	Abandono de pozo.....	35
2.6.7.1	Forma 10ACR.....	35
2.6.7.2	Análisis de resultados del pozo (post mortem).....	35
2.6	Bibliografía.....	36

Lista de Tablas

Tabla 1. Listado resumen de productos de pozo.	11
Tabla 2. Información contenida en los encabezados de los archivos de imagen.	23
Tabla 3. Información contenida en los encabezados de los archivos de datos.	24
Tabla 4. Información contenida en los encabezados de los archivos de datos (DLIS, LIS, LAS), con muestra de archivos. LAS.	25
Tabla 5. Modelo de canales del registro FEL.	27
Tabla 6. Modelo de canales del registro DEL.	27
Tabla 7. Modelo de canales del registro GAS RATIO.	28
Tabla 8. Modelo de canales del registro PEL.	28
Tabla 9. Modelo de canales del registro HMSE.	29
Tabla 10. Modelo de canales del registro MSE.	29
Tabla 11. Modelo de canales del registro RGC.	31

Lista de figuras

Figura 1. Modelo contenido informes asociados a pozo	18
Figura 2. Modelo de Direccional.....	21
Figura 3. Estructura de carpetas de entrega registros con muestra nombre de archivos de las carpetas.....	23
Figura 4. Modelo de encabezado registros perforación (Mud Logging).	26

2.1 Introducción

En atención a que, la información 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 a la información obtenida en las fases de planeación, perforación y completamiento 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 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 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.

ANH: Agencia Nacional de Hidrocarburos

ANLA: Agencia Nacional de Licencias Ambientales

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

Área Contratada: Superficie continental o costa afuera, comprendida dentro de uno o varios polígonos limitados en lo posible por líneas en dirección norte-sur y este-oeste, que determinan el o los bloques del subsuelo en los cuales se otorgan al contratista los derechos a buscar hidrocarburos, a removerlos de su lecho natural, a transportarlos hasta un punto en la superficie y adquirir la propiedad de los hidrocarburos que corresponda, en los términos del ordenamiento superior y del respectivo Contrato de Evaluación Técnica (TEA) o de Exploración y Producción (E&P), sin perjuicio de los que son objeto de contratos de concesión todavía vigentes o de los operados directamente o celebrados con terceros por parte de Ecopetrol S. A. En esta área, el contratista está autorizado para desarrollar operaciones de exploración, evaluación, desarrollo y producción de hidrocarburos.

Área de Evaluación: Porción del área contratada en la cual el contratista realiza un descubrimiento y en la que ha decidido llevar a cabo un programa de evaluación para establecer o no su comercialidad.

Área de Explotación: Porción del área contratada en la cual el contratista o ECOPETROL S.A., en los contratos de asociación, decide explotar comercialmente uno o más yacimientos de hidrocarburos.

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

BHA: Bottom Hole Assembly (Ensamblaje de Fondo).

BIP: Banco de Información Petrolera.

BOP: Blow Out Preventer (Preventor de Reventones).

BSH: Porcentaje de agua y sedimento básico contenidos en los hidrocarburos líquidos.

Campo: Área en cuyo subsuelo existe uno o más yacimientos.

Clasificación final del pozo: Clasificación Lahee del pozo definida en la forma 6CR Aprobada.

Clasificación inicial del pozo: Clasificación inicial del pozo definida en la Forma 4CR.

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

Corazones convencionales: (Core, Núcleos de Perforación): Muestra de roca cilíndrica recuperada a partir de perforaciones en el subsuelo que se utiliza para análisis básicos



y especiales. En el sector petrolero, generalmente se obtienen corazones con diámetros que van desde 1" a 5".

Corazones de pared: (SWC por su sigla en inglés): Muestras de núcleo tomadas desde las paredes del pozo, éstas muestras se toman mediante percusión o perforación mecánica.

Cuenca: Depresión de la corteza terrestre, en la que se acumulan sedimentos, pueden tener forma de cubeta o de fosa alargada.

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

DEL: Registro de parámetros de perforación (Drilling Evaluation Log).

DLIS: Digital Log Interchange Standard, API Recommended Practice 66.

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.

Elevación KB: Referencia de las mediciones de profundidad al vástago de perforación.

Elevación del Terreno: Referencia de las mediciones de profundidad a la superficie del terreno.

Elevación de la mesa rotaria: Referencia de las mediciones de profundidad a la mesa rotaria.

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

Facilidades de Producción: Instalaciones, plantas de producción y demás equipos para las actividades de producción, separación, tratamiento, conducción y almacenamiento de hidrocarburos en el campo.

FEL: Formation Evaluation Log, Registro de evaluación de formaciones.

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

GOR (R.G.P) Relación Gas Petróleo: Relación entre el volumen de gas producido y el volumen de petróleo producido, medidos a condiciones de referencia (Pie cúbico estándar/BP Netos).

Hidrocarburo: Compuesto orgánico constituido principalmente por la mezcla natural de carbono e hidrógeno, así como también de aquellas sustancias que los acompañan o se derivan de ellos.



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

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).

Liner: Dispositivo utilizado para fijar o colgar las tuberías de revestimiento.

LIS: Log information standard.

MD: Measured Depth, Profundidad medida.

MME: Ministerio de minas y Energía.

MSE: Mechanical Specific Energy

Muestras de fluidos: Muestras de fluidos (Agua, crudo) tomadas en el pozo.

Muestra de Zanja: Muestra de roca desplazadas por la broca durante el proceso de perforación.

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.

Pozo: Obra especializada de la ingeniería de petróleos consistente, en un hueco perforado a través del subsuelo, con el objeto de conducir los fluidos de un yacimiento a superficie. Se diferencia de las obras civiles realizadas para la construcción del pozo, tales como vías de acceso, locaciones y edificaciones.

Pozo Abandonado: Pozo que se decide no utilizar para ningún fin, el cual debe ser taponado adecuadamente.

Pozo de Desarrollo: Aquel que se perfora con el propósito de contribuir a la explotación de yacimientos después del período de exploración y evaluación.

Pozo Descubridor: Pozo cuyo resultado conlleva al descubrimiento de una nueva área productora de hidrocarburos y puede involucrar uno o más yacimientos.

Pozo Estratigráfico: Pozo que se perfora con propósitos de reconocimiento y muestreo de la columna estratigráfica, sin objetivo hidrocarburífero.

Pozo Exploratorio: Pozo perforado para buscar o comprobar la existencia de hidrocarburos en un área no probada como productora o para buscar yacimientos adicionales no conocidos.

Pozo Inactivo: Pozo que no está realizando ninguna función en el momento, pero que puede ser reutilizado posteriormente con algún fin o abandonarlo definitivamente.



Pozo Inyector: Pozo que permite inyectar fluidos a un yacimiento o a una estructura expresamente autorizada por el Ministerio de Minas y Energía.

Pozo Productor: Pozo que permite el drenaje de hidrocarburos de un yacimiento.

Pozo Seco: Es aquel en el cual no se hallan hidrocarburos.

Prueba de Formación: Técnica de evaluación que sirve para determinar las características y capacidad productiva de la formación y sus fluidos.

Prueba de Integridad: Evaluación de la cementación, tuberías de revestimiento, tuberías de inyección y tapones de un pozo, para verificar que el sistema garantiza que el agua inyectada no está fluyendo a formaciones no previstas.

Pruebas de Presión: Registro de las variaciones de presión en el tiempo y profundidad para un pozo o para un grupo de pozos.

Pruebas Extensas: Periodo de producción posterior a la prueba inicial que tiene por finalidad obtener información adicional del yacimiento, para definir la comercialidad o no del campo.

Pruebas Iniciales: Pruebas cortas de producción que se realizan posteriormente a la terminación oficial de un pozo nuevo e incluyen pruebas de presión y de evaluación de rocas y fluidos del yacimiento.

Reacondicionamiento de Pozos: Trabajos efectuados en un pozo, posteriores a su terminación, con el fin de mejorar su productividad, integridad o inyectividad, tales como el abandono o aislamiento de zonas, la perforación o reperforación de nuevas o viejas zonas productivas, estimulaciones, fracturamiento, reparaciones del revestimiento, cementaciones o conversión de la finalidad del pozo, así como la instalación, retiro, cambio o reparación de los equipos o sistemas de levantamiento artificial o cualquier modificación en la terminación del pozo.

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.

SGC: Servicio Geológico Colombiano.

Side Track: Desviación de un pozo perforado originalmente.

Well Name: Nombre del pozo principal perforado.

Wellborne name: Nombre con el que se identifican los pozos sidetrack generados a partir del pozo principal.

Yacimiento: 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.

Yacimiento convencional: Son todos aquellos donde ocurren acumulaciones de hidrocarburos en trampas estratigráficas y/o estructurales. Estos yacimientos presentan buenas porosidades y moderadas a buenas permeabilidades, son fáciles de desarrollar y se les asocian reservas limitadas, explotables en pocos años.

Yacimientos no convencionales: Son todos aquellos donde la acumulación es predominantemente regional, extensa y la mayoría de las veces independiente de

trampas estratigráficas o estructurales. Poseen bajas porosidades y permeabilidades y pobres propiedades petrofísicas. Su desarrollo requiere de alta tecnología, se les asocia muchas reservas y son capaces de producir por varias décadas. Los típicos yacimientos no convencionales incluyen las arenas apretadas de gas, carbonatos apretados, gas de capas de carbón, hidrocarburos de carbonatos y/o areniscas naturalmente fracturadas, arenas bituminosas, gas de lutitas.

2.4 Consideraciones Generales

Los informes y formas ministeriales 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.

Todas las formas ministeriales asociadas a las operaciones de pozos se deben entregar al Banco debidamente firmadas y aprobadas por el representante del Ministerio de Minas y Energía autorizado, ciñéndose al formato establecido (<https://www.minenergia.gov.co/formas-oficiales>).

El requerimiento de las formas en cuanto a anexos, se restringe a lo definido por el Ministerio de Minas y Energía (MME) y la Agencia Nacional de Hidrocarburos como entidad delegada por MME para la aprobación de las formas ministeriales.

Cuando la información entregada contenga información de más de un pozo (Tabla 1), estos, deben ser relacionados en la portada del documento y en la carta de entrega, lo anterior indicación aplica para Wellbornes.

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

Todas las informaciones relacionadas a archivos de datos en formatos LAS, DLIS, LIS deben ser entregados de acuerdo a los estándares internacionales. Toda la información debe entregarse de acuerdo con los estándares definidos en presente manual y sus anexos.

Tabla 1. Listado resumen de productos de pozo.

Listado de productos asociados a operaciones de pozo			
Fase	Producto	Contenido Producto	Descripción
Ambiental	Información ambiental y social	Licencia ambiental	
		Estudio de impacto ambiental, mapas	
		Plan de manejo ambiental, mapas	
		Informes de cumplimiento ambiental	
		Medidas de manejo ambiental para pozos estratigráficos.	
Planeación	Forma-4CR: Informe de intención de perforar		Forma ministerial aprobada
	Prognosis del pozo (intención de perforar)		Informe de intención de perforar, mapas

Listado de productos asociados a operaciones de pozo				
Fase	Producto	Contenido Producto	Descripción	
Perforación y completamiento	Forma 5CR: Consolidado de los informes quincenales de perforación		Forma ministerial aprobada	
	Forma 6CR: Informe de terminación oficial (con sus anexos)		Forma ministerial aprobada	
	Informes asociados a la perforación del pozo	Informe final de geología e ingeniería		Informe
		Informe de análisis de corazones convencionales		Informe (se debe entregar si se relaciona esta actividad en la forma 6CR)
		Informe de análisis de corazones de pared		Informe (se debe entregar si se relaciona esta actividad en la forma 6CR)
		Informe de análisis de muestras de zanja		Informe (se debe entregar si se relaciona esta actividad en la forma 6CR)
		Informe interpretación petrofísica		Informe
		Informe direccional		
		Informe de análisis de fluidos.		
		Certificado de validación de muestras emitido por la Litoteca Nacional		Certificado 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 a los tomados pie a pie de las condiciones de la perforación (FEL,DEL,PEL,GAS,RATIO, HMSE, MSE).	

Listado de productos asociados a operaciones de pozo			
Fase	Producto	Contenido Producto	Descripción
		Perfiles de Pozo (hueco abierto y entubado)	Corresponden a todos los relacionados en la forma 6CR y los mínimos exigidos hasta la fecha por la Resolución 18 1495 de 02 de septiembre de 2009 y aquellos que se incluyan posterior a la publicación de éste manual.
		Registros pruebas de pozo (presión y producción)	
		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		

Listado de productos asociados a operaciones de pozo			
Fase	Producto	Contenido Producto	Descripción
	Forma 11CR: Solicitud de permiso para completamiento múltiple (con sus anexos)		Forma ministerial aprobada
Pruebas iniciales y extensas	Forma 8CR: Informe sobre prueba de presión (con sus anexos)		Forma ministerial aprobada
	Informe consolidado de pruebas iniciales.		Informe sobre las pruebas realizadas y reportadas en la forma 6CR
Trabajos posteriores a la terminación oficial	Forma 7CR: Permisos para trabajos posteriores a la terminación oficial, con anexos		Forma ministerial aprobada
	Forma 10CR: Informe sobre trabajos posteriores a la terminación oficial		Forma ministerial aprobada
Información de producción e inyección	Forma 12CR: Permiso sobre instalaciones de bombeo neumático de gas lift		Forma ministerial aprobada
	Forma 13CR: Proyecto de mantenimiento de presión (permiso)		Forma ministerial aprobada
	Forma 14CR: Origen del agua que se inyectará		Forma ministerial aprobada
	Forma 25CR: Pruebas de pozo de gas		Forma ministerial aprobada
7. Abandono	Forma 10ACR: Informe de taponamiento y abandono		Forma ministerial aprobada
	Análisis de resultados del pozo (posmortem)		Informe

2.5 Especificaciones de productos técnicos relacionados con operaciones de pozo.

2.5.1 Ambiental

2.6.1.1 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.

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.

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.

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).

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. La información cartográfica asociada a los ICA se debe entregar de acuerdo a lo establecido en el anexo número 4 de este manual.

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.

2.5.2 Planeación del pozo

2.6.2.1 Forma 4CR.

Informe de intención de perforar, forma 4CR aprobada, según requerimientos del ente regulador.

2.6.2.2 Informe de intención de perforar.

Se debe entregar un solo informe consolidado con la respectiva información cartográfica, de acuerdo con lo establecido en el anexo 4 de este manual.

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 (véase el anexo n.º 4), firmado por un geólogo y un ingeniero de petróleos matriculados.

Si se trata de pozos direccionales, 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.

Si se trata de pozos costa afuera, se debe entregar el programa presentado a la autoridad de fiscalización, en el que se describirán las actividades individuales que se llevarán a cabo y los equipos que se emplearán en cada operación, de acuerdo a lo establecido en el artículo 11 de 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”). En la pronóstico del pozo se debe incluir lo siguiente:

- Ubicación en superficie y fondo del pozo
- Características geológicas, estratos o marcadores y acuíferos a través de los cuales va a pasar
- Estado mecánico o esquema del pozo propuesto
- Programa de tuberías de revestimiento. Se incluirán los criterios de diseño y los factores de seguridad resultantes
- Programa de cementación, incluida la altura prevista del llenado anular
- Criterios de diseño para los fluidos de perforación y completamiento

Adicionalmente se deben entregar, anexos a la forma 4CR aprobada para pozos costa afuera (Resolución 40687 de 2017 del MME), los siguientes documentos:

- Informe de evaluación de geoamenaza 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 a lo establecido en el artículo 13 de la Resolución 40687 de 2017 del MME.

2.5.3 Perforación y completamiento

2.6.3.1 Forma 5CR.

Informes quincenales de perforación Forma 5CR, aprobada según requerimientos del ente regulador:

Se deben entregar formas por cada quincena, con todos sus anexos. El resumen de los trabajos realizados durante la quincena debe incluir los detalles más sobresalientes de la perforación, como: pies perforados; registros tomados detallando el registro, intervalo, escala y observaciones; corazones recobrados; pruebas efectuadas con sus resultados, tipos y número de brocas usadas; formaciones atravesadas; características del lodo (peso, viscosidad, pH, filtrado, Cl, Ca, Rmf); información de revestimientos, cementación, desviaciones; estado mecánico, problemas mecánicos encontrados, etc.

2.6.3.2 Forma 6CR.

Informe de terminación oficial (registro y prueba de pozos). Forma 6CR aprobada según requerimientos del ente regulador debe contener lo siguiente:

Los anexos correspondientes a informes de descripción de muestras de zanja, descripción de corazones convencionales y descripción de corazones de pared se validarán con los informes entregados como parte del informe final de geología e ingeniería del respectivo pozo, y de acuerdo con los lineamientos establecidos en el numeral 2.3.3 de este anexo.

Estado mecánico final en el que se muestre el completamiento final del pozo.

En caso de pozos desviados se debe incluir un informe sobre las desviaciones angulares y direccionales, y se incluirá un gráfico que ilustre la trayectoria del pozo. El contenido de los informes anteriores se debe ajustar a las especificaciones relacionadas en el numeral 2.3.3 de este anexo.

Se deben entregar todos los registros eléctricos tomados en el pozo y el registro gráfico compuesto ciñéndose a las especificaciones establecidas en el numeral 2.3.4, “Registros tomados”, del presente anexo.

En cuanto a pruebas de formación, se debe entregar un informe completo de las pruebas de formación DST, MDT, build up, drop down, fall off las pruebas de presión o cualquier otra prueba especial efectuada, y se adjuntará el análisis de las pruebas de presión de fondo. El contenido de los informes de pruebas se debe ajustar a las especificaciones relacionadas en el numeral 2.4, “Pruebas iniciales de producción”, relacionadas en el presente anexo.

En caso de pozos perforados costa afuera, se debe entregar un informe en el que se muestren los soportes necesarios para demostrar que se verificó y comprobó la integridad del cemento. El informe debe contener lo siguiente, de acuerdo a lo establecido en la Resolución 40687 de 2017 del MME:

- Información sobre el volumen, densidad y clase de cemento utilizado
- Acciones tomadas para evitar el flujo de fluidos no deseados, aislamiento de acuíferos, aislamiento de zonas con hidrocarburos de alta presión, prevención de la corrosión, protección de zonas de hidratos de gas
- Información sobre las pruebas de presión realizadas
- Anexo, registro de evaluación de calidad del cemento o de la técnica utilizada para verificar la integridad y adherencia del cemento

2.6.3.3 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 deben tener la siguiente estructura:

Portada. Debe contener la siguiente información:

- Nombre del contrato o convenio al cual pertenece la información
- Título del documento (nombre del producto o productos del manual que se validen con el informe entregado).
- Nombre del o los pozos o programas sísmicos a los que hace referencia la información
- Estado actual del pozo
- Fecha de generación del informe

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

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

Figura 1. Modelo contenido informes asociados a pozo

Listas especiales

- **Lista de figuras**
- **Lista de fotografías**
- **Lista de tablas**
- **Lista de anexos**

Resumen

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

- ✓ **Conclusiones**
- ✓ **Referencias bibliográficas**

En el caso de informes enviados 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.

Asimismo, se contempla la entrega de certificado de recibido y verificación de muestras emitido por la Litoteca Nacional, que esta institución entregará directamente al EPIS. Sin embargo, el operador debe garantizar la entrega de muestras, de acuerdo con lo prescrito en el anexo n.º 5, “Entrega de muestras geológicas a la Litoteca Nacional”, del *Manual de entrega de información*.

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.

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

- Resumen geológico general
- Unidades litoestratigráficas encontradas. Debe contener descripción de las unidades litoestratigráficas presentes, topes de formación por muestra y por registros, espesores y edades, resumen de análisis de hidrocarburos (manifestaciones de gases y aceite), descripción de muestras de zanja, corazones convencionales y corazones de pared (dependiendo de las muestras tomadas en el pozo. Estas descripciones no eximen de la entrega de informes de análisis específicos).
- Interpretación y evaluación geológica final: Capítulo que contenga la siguiente información: Cortes geológicos y estructurales que se generen a partir de la evaluación final, reinterpretaciones y correlaciones hechas durante y después del proceso de perforación. En los perfiles estructurales se debe presentar la trayectoria total del pozo, topes definitivos, intervalos probados, datos de producción inicial, clasificación final del pozo, análisis de laboratorio, análisis especiales realizados e información de buzamientos y espesores reales.
- Mapas de localización y estructurales. Los lineamientos para la entrega de la información cartográfica asociada al informe final de geología e ingeniería se encuentran especificados en el anexo n.º 4 del *Manual de entrega de información*.

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

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

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

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

Informe de análisis de corazones convencionales. Si es del caso, de acuerdo con lo que se relacione en la forma 6CR. 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.

Informe de análisis de corazones de pared. Si corresponde, de acuerdo con lo que se relacione en la forma 6CR. 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.

Informe de análisis de muestras de zanja. Si corresponde, de acuerdo con lo que se relacione en la forma 6CR. 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. Se debe anexar el certificado de entrega de muestras a la Litoteca Nacional.

Informe de interpretación petrofísica. 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.

Informe direccional. Si corresponde, de acuerdo con la forma 6CR. Debe contener datos generales del pozo, propuesta direccional, surveys y gráficos finales, reportes diarios, reportes de ensamblajes, 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, tiff.
- Archivos de datos: Formatos ASCII, LAS

Nombre_Pozo Definitive Survey-Geodetic Report o Combo Report																	
(Def Survey)																	
Report Date:	DDMM-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:	TVD Reference Elevation: 000.000 ft above MSL														
Well:	XXXX	Subsidi / Ground Elevation:	000.000 ft above MSL														
Blockhole:	XXXX	Magnetic Declination:															
UWI / API#:	XXXX	Total Gravity Field Strength:	0000.0000mgm (0.000000based)														
Survey Name:	XXXX	Gravity Model:															
Survey Date:	DDMM-AAAA	Total Magnetic Field Strength:	0000.0000														
Foot / ABD / DDI / ERD Ratio:	DATOS DE LA COMPAÑIA	Magnetic Dip Angle:	000°														
Coordinate Reference System:	MAGDA-SIRGAS / Colombia Zona de acurto al área de estudio.	Declination Date:	DDMM-AAAA														
Location Lat / Long:	N ° 'XX' XX.XXXXX", W ° 'XX' XX.XXXXX"	Magnetic Declination Model:															
Location Grid N/E Y/X:	N XXXXXXX.XXX m, E XXXXXXX.XX m	North Reference:															
CRS Grid Convergence Angle:		Grid Convergence Used:															
Grid Scale Factor:	XXXX	Total Coord Mag North-Grid															
Version / Patch:	XXXX	Local Coord Referenced To:															
Comments	MD	Incl	Azimuth	TVD	TVDSS	VSEC	NS	EW	DLS	DR	TR	Closure	Closure	Northing	Easting	Latitude	Longitude
	(ft)	(°)	(ft)	(ft)	(ft)	(ft)	(N/S ft)	(E/W ft)	(°/100ft)	(°/100ft)	(°/100ft)	(ft)	(ft)	(ft)	(ft)	(N/S °'")	(E/W °'")
Tiempo	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	00 00 00.00	00 00 00.00
Eleccion del Tiempo	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	00 00 00.00	00 00 00.00

Figura 2. Modelo de Direccional.

Informes de análisis de fluidos. Informes de crudo, gas, agua y otros, si corresponde, de acuerdo con la forma 6CR.

- Informe de muestreo, que debe contener lo siguiente:
 - 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
- **Análisis específicos**
- Caracterización de crudo atmosférico (BSH, API, S, N₂, V, parafinas, flash point, pour point y viscosidades). Análisis bulk (°API, %S, Ni, V, Fe, GC-FID [whole oil], CL (SARA), %BSW, GOR, viscosidad dinámica (cP), GC-MS (para análisis de biomarcadores de las fracciones de saturados y aromáticos, análisis de isótopos de carbono d¹³C/d¹²C; para crudo completo y fracciones de saturados y aromáticos, análisis de los gases asociados al crudo (GC-FID y análisis de isótopos de carbono e 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 fases-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.
 - 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.

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.

2.6.3.4 Registros tomados.

Corresponden a todos los registros relacionados en la forma 6CR y los establecidos en la Resolución 181495 de 02 de septiembre de 2009 del Ministerio de Minas y Energía y deben ser entregados de acuerdo con los parámetros consignados en el presente anexo.

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 mnemonicos 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.

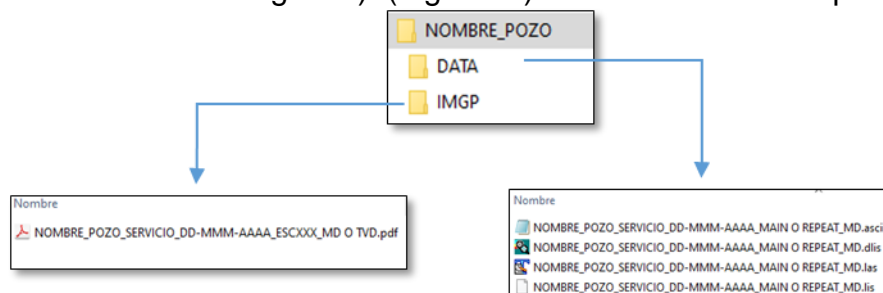


Figura 3. Estructura de carpetas de entrega registros con muestra nombre de archivos de las carpetas

- Formatos digitales de entrega: digital log interchange standard (DLIS), log information standard (LIS) y 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, 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)

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 dueña del pozo
Compañía de Servicios	Nombre de la empresa que realiza la toma del registro.
Nombre Pozo	Indicar el pozo con el mismo nombre de las formas Ministeriales
Campo	
Taladro	
Título del Servicio	Nombre del registro tomado
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	
Profundidad del registro (Tope y Base)	
Unidades de la profundidad del registro.	FT, MT
Actividad de registro	LWD-MWD-WIRELINE-MUD LOGGING-SLICKLINE, 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.)	
Item	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.)
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 Information Block	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 #----- ·STRT·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 ·CREG·...·Ellipsoid·Geodetic·Reference·Sys:·CART·REFERENCE ·GREG·...·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>	<p>Seguir Lineamientos de estructura de los estándares enunciados para Formatos LIS,DLIS y LAS</p>
<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).

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 del en punto 3.4. “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)

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	
		SUPERFICIE: N: E: FONDO: N: E:	
		DATOS DEL LODO	
		DATOS DE REVESTIMIENTO	
Leyenda Datos de Perforación: 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 Datos de Lodo: CL clonides FC filter cake FV 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 Datos de Gas: CG connection gas PG produced gas SG surge gas TG trip gas FG Formation Gas BGG Background Gas Gas Equivalence 1% Gas = 10,000 ppm = 100 Lbt	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 y DLIS.

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

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	parametros de Perforacion	Rata de perforación	Profundidad	CONTAMINANTES %		Porcentaje Litologico	Litologia Intepretada Fosiles-Minerales	Manifestacion de Aceite	Gas Total	Cromatografía en ppm	Descripción litológica	Comentarios
	Ejemplo: RPM TORQUE Standpipe Pressure Flow In, etc.	Ejemplo: ROP ROP_AVG	MD o TVD según registro						HC CO2	C1 C2 C3 iC4 nC4 iC5 nC5, etc.		

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	Litologia Intepretada Fosiles-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.	

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 Fosiles-Minerales	Manifestacion de Aceite	Cromatografía en ppm	Gas Total	INDICADOR DE ACEITE	Húmedad 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	

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 10
PEL	Exponente DC	Gas Total	PRESIÓN DE PORO	DERRUMBES %	Profundidad	Litología Interpretada Fosiles-Minerales	Temperatura Lodo	parámetros de Perforación	Desviaciones	Comentarios
	DCEXP (Exponente Corregido)	HC CO2	Mud density out, ECD, Fracture Gradient, Formation Gradient.	Blooky, 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.	

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.
- 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 Fosiles-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.

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 Fosiles-Minerales	Drilling Data	Rata de perforación	Hidraulica	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)

Perfiles de Pozo (hueco abierto y entubado): Corresponden a todos los registros convenidos en la adquisición del contrato con la ANH y de los cuales deben entregar imágenes y datos de todos los registros tomados a hueco abierto y entubado, de acuerdo con los registros relacionados en la forma 6CR y los mínimos establecidos en la Resolución 181495 de 09 de septiembre de 2009, y aquellos que se incluyan posterior a la publicación de éste manual, por los entes regulatorios.

Para la entrega de estos registros se deben tener presentes las siguientes indicaciones:

- Los encabezados de los registros deben contener la información mínima descrita en el numeral 3.4. Mostrados en las (Figura 3) y (Figura 4)
- Las curvas descritas en los archivos de datos deben coincidir con las graficadas en los archivos de imagen y se deben entregar todas las secciones tomadas en el registro (principales y repetidas) en los formatos de imagen y datos descritos en numeral 3.4.

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 aprobadas 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.

Se debe informar un conjunto de formación de acumulación y presiones hidrostáticas del pozo para la determinación del gradiente de fluido, tipo y contacto. Las presiones son normalmente las determinadas por la inspección de la acumulación de presión en el momento de la adquisición, pero se pueden utilizar técnicas más formales (por ejemplo, Análisis de acumulación de Horner). En cualquier caso, el método debe documentarse.

Para la información de las curvas de datos correspondientes a la formación interpretada por el operador y la presión hidrostática antes / después de la prueba se incluirán para todas las pruebas intentadas incluyendo los datos de la formación evaluada y la profundidad de la prueba.

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.

Contenido de los registros de interpretación petrofísica, interpretación y procesamiento de otros registros. Se debe entregar un archivo que contiene 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.

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 COMPUUESTO	parámetros de Perforación	Rata de perforación	Profundidad	Manifestación de Aceite	Cromatografía Gas Totalen ppm	Litología Interpretada Fósiles- Minerales	Registros resistivos	Registros de porosidad, densidad, neutrón, sónico y efecto fotoeléctrico	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.					

2.6.3.5 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)

Registros de sísmica de pozo. Datos de campo apilados debe contener los siguiente:

- 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).

2.6.3.6 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 3.4. Registros Tomados.

2.6.3.7 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 se deben entregar los informes por separado.

2.6.3.8 Informe de geomecánica del pozo

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, cuando el estudio así lo requiera deben ser entregados los informes realizados, junto con las tablas, resultados y reportes diarios generados durante el estudio.

2.6.3.9 Forma 11CR.

Solicitud de permiso para completamiento múltiple, forma 11CR aprobada según requerimientos del ente regulador. Anexo a esta forma se debe entregar un informe consolidado que contenga los siguientes datos:

- 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 para pedir una forma 11CR, o pruebas de presión de yacimiento para pedir una forma 8CR.

2.5.4 Pruebas iniciales de producción

Son pruebas cortas de producción que se realizan con posterioridad a la terminación oficial de un pozo nuevo, reentry o reprofundización de pozos, e incluyen pruebas de presión y de evaluación de rocas y fluidos del yacimiento.

2.6.4.1 Forma 8CR

Informe sobre prueba de presión (con sus anexos). Datos del estudio de presión, forma 8CR aprobada, incluyendo la curva de ascenso de presión (pressure build up curve) y demás anexos que contenga esta forma, según los requerimientos del ente regulador.

2.6.4.2 Informe consolidado de pruebas iniciales.

Debe contener la siguiente información:

- Programa de pruebas. Debe contener datos generales del pozo (nombre del pozo, coordenadas, operadora), datos del intervalo que se va a probar (MD, TVD, tope, base y formación geológica), tipo de herramienta, tipo de prueba, diseño de sarta, fluidos y presiones esperadas, parámetros y descripción del cañoneo y empresa de servicios.
- 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 postjob, 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).

Registros tomados de pruebas de fondo. Se debe entregar la información de acuerdo con lo establecido en el numeral 3.4. "Registros Tomados" de este anexo.

2.5.5 Trabajos posteriores a la perforación

De acuerdo con la Resolución 181495, artículo 40, "Trabajos posteriores a la terminación", todo trabajo que altere las condiciones del yacimiento o involucre un cambio en el estado mecánico del pozo (fracturamiento, acidificación, re-entry, cañoneo, gravel pack, cambio de un sistema de levantamiento artificial, limpieza de arena, entre otros) implica la presentación de las formas 7CR y 10CR, excepto si se trata del abandono de pozos, casos en los que se exigen las formas 7CR y 10ACR.

2.6.5.1 Forma 7CR.

Permiso para trabajos posteriores a la terminación oficial:

- Estado mecánico detallado actualizado anterior a la ejecución de la actividad (completamiento, SLA, tuberías, conexiones, equipos, intervalos abiertos y cerrados —sellos, tapones, empaques, fecha, rótulos).
- Actividades que se desarrollarán y procedimientos que se seguirán durante su ejecución, con los tiempos estimados y las compañías y el personal involucrado).
- Recomendaciones especiales, si las hubiere.

2.6.5.2 Forma 10CR.

Informe sobre trabajos posteriores a la terminación oficial:

Forma 10CR aprobada según los requerimientos del ente regulador. Adicionalmente se debe adjuntar un informe final de la actividad realizada que documente lo siguiente:

- 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), así como compañías y personal involucrado.
- Reportes diarios de la actividad para trabajos de reentry o reprofundización de pozos.
- Resultados y su análisis, conclusiones, recomendaciones, lecciones aprendidas.
- 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 las formas 7CR y 10CR describen trabajos como registros de pozo, hueco abierto y revestido, otros registros, pruebas de fondo y pruebas de superficie, dichos documentos deben ir anexos a las formas mencionadas o podrían ser solicitados, así como los análisis de las referidas pruebas, si fuere el caso.

Además se debe anexar informes especiales y datos adquiridos según la relación en el informe final de la actividad, con base a los estándares ya determinados.

Nota. En todo trabajo posterior a la terminación oficial del pozo, que genere información de relevancia técnica (registros de pozo, pruebas de presión y/o temperatura, prueba de inyectividad, entre otras), dicha información debe ser entregada al BIP, independientemente de que no requieran la presentación de las formas 7CR y 10CR.

2.6.6 Información de producción e inyección

2.6.6.1 Forma 12CR

Permiso sobre instalaciones de bombeo neumático, gas lift

Forma 12CR aprobada según los requerimientos del ente regulador.

2.6.6.2 Forma 13CR.

Proyecto de mantenimiento de presión (Permiso). Forma 13CR aprobada según los requerimientos del ente regulador. En el caso de que el fluido de inyección sea gas, se debe adjuntar estudio técnico completo de ingeniería para justificar el proyecto, que incluirá permeabilidades relativas, presión capilar y gráficos de producción (petróleo, gas y agua), mapa estructural, isobárico, de localización de pozos (véase el anexo n.º 4), cortes geológicos transversales, información relativa al movimiento de los contactos de gas-aceite y agua-aceite e historia de presiones del yacimiento.

2.6.6.3 Forma 14CR.

Origen del agua que se inyectará para mantenimiento de la presión Forma 14CR aprobada según los requerimientos del ente regulador. Además, se debe adjuntar Estudio técnico completo de ingeniería para justificar el proyecto, que incluirá información gráfica de la producción de petróleo, gas y agua hasta la fecha de la prestación del proyecto; gráficos de permeabilidad relativa; información sobre presión capilar; mapas estructurales, isobárico, de localización de pozos, tanto inyectoros como productores, e isópaco. Asimismo, se requiere la entrega de cortes geológicos transversales, información relativa al movimiento y localización de los contactos agua-aceite y gas-aceite, etc.

2.6.6.4 Forma 25CR.

Pruebas de pozo de gas. Forma 25CR aprobada según los requerimientos del ente regulador.

2.6.7 Abandono de pozo

Se debe entregar la siguiente información

2.6.7.1 Forma 10ACR.

Informe de taponamiento y abandono. Forma 10ACR aprobada según los requerimientos del ente regulador. Anexo a esta forma se debe entregar un esquema en que se muestre la condición final del pozo, de las tuberías, de las perforaciones y taponos (estado mecánico final).

2.6.7.2 Análisis de resultados del pozo (post mortem).

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.

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.

Para todo pozo abandonado presentar poster del pozo que incluya por lo menos: estado mecánico final con taponos de abandono, mapa de localización, datos básicos del pozo.

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

Nota: es importante que la información se entregue en un informe consolidado en PDF que tenga portada donde se refiera el nombre del pozo.

2.6 Bibliografía

http://legal.legis.com.co/document/Index?obra=legcol&document=legcol_1e5925427fca4720bf28c0482c567a90

<https://www.glossary.oilfield.slb.com/es.aspx>

<https://www.minenergia.gov.co/documents/10180/23517/22162-5272.pdf>

<https://www.minenergia.gov.co/documents/10180/23517/36246-Resolucion-40048-16En2015.pdf>

<https://www.minenergia.gov.co/normatividad?idNorma=37521>

Ministerio de Minas y Energía. s. f. «Hidrocarburos». Formas Oficiales de Reporte para Hidrocarburos. Recuperado 2 de marzo de 2020 (<https://www.minenergia.gov.co/formas-oficiales>).