

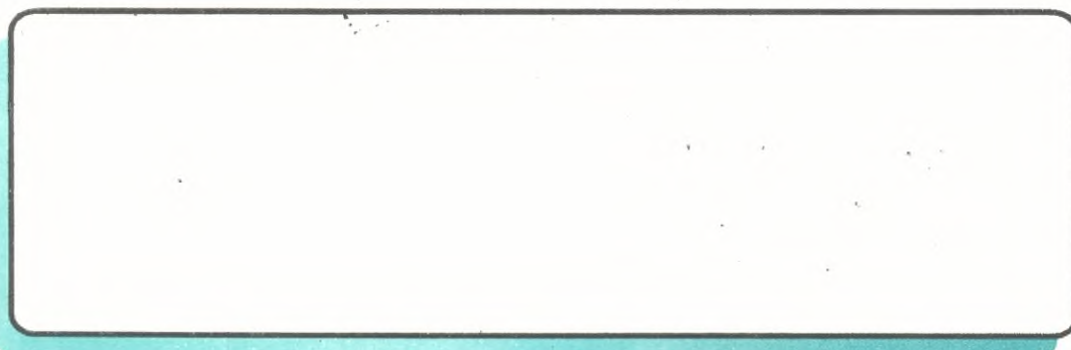
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA

INFORMACION GENERAL ECOPETROL

República de Colombia



**Ministerio de
Minas y Energía**



Avenida El Dorado (C.A.N.) CONMUTADOR: 2 22 45 55 Santafé de Bogotá, D.C. Colombia

CAPÍTULO 1

D. DISPOSICIONES PRELIMINARES

Artículo 1. Con el fin de evitar el desperdicio físico y económico de las reservas de petróleo y gas de propiedad nacional o privada, y de asegurarse su máxima recuperación final, la exploración y explotación de tales reservas deberán realizarse de acuerdo a la presente reglamentación, la cual se aplicará a todas las operaciones por parte de:

1. ECOPETROL cuando realice tales operaciones directamente.
2. Compañías Asociadas y Concesionarias.
3. Personas Naturales o jurídicas, en caso de que aplique.
4. Compañías de servicios.

Artículo 2. Para los efectos de ésta reglamentación, ^{adoptense} adoptándose como definiciones de los términos o expresiones en ella contenidos, las siguientes:

Campo.- Es el área en cuyo subsuelo existe o hay indicios de que existan uno o más yacimientos.

Estructura.- Es la forma (anticlinal, sinclinal, etc) que presentan las formaciones geológicas, en las cuales se encuentran acumulaciones de fluidos.

Formación.- Es una unidad sedimentaria, con límites definidos y características litológicas propias.

Grupo.- Es una unidad estratigráfica superior compuesta de dos o más formaciones.

Yacimiento.- Es toda roca en la cual se encuentran acumulados hidrocarburos y que se comporta como una unidad independiente en cuanto mecanismos de producción, propiedades petrofísicas y propiedades de los fluidos.

Bloque.- Es parte de una estructura que se comporta como una unidad independiente, debido al aislamiento por fallas o por cualquier otro factor que pueda ocasionar el mencionado efecto de aislamiento.

Exploración Costera y Submarina - Es la que se hace en las playas marítimas, en aguas territoriales o en la plataforma continental submarina por métodos geológicos y geofísicos u otros.

Exploración Sísmica - Es el método de exploración geofísica mediante la cual se generan ondas sísmicas elásticas producidas por la detonación de explosivos o por fuentes no explosivas, que penetran en el subsuelo, son reflejadas o refractadas en interfase geológicas, recogidas en la superficie de la tierra por geófonos o hidrófonos colocados bajo el nivel del mar, y utilizado para conocer la composición y configuración de las capas del subsuelo.

Disparo - Es la operación por la cual, con un dispositivo dado, se generan ondas sísmicas.

Disparo Abierto - Es aquel en el cual la carga está suspendida de un flotador u otro elemento equivalente.

Disparo enterrado.- Es aquel que se realiza dentro de un dispositivo o cápsula que genera ondas sísmicas, aín que los resultados de la explosión o detonación contaminene el medio ambiente.

Pozo Exploratorio.- Es el que se perfora con el objeto de verificar las posibles acumulaciones de hidrocarburos atrapadas en una estructura geológica.

Pozo Avanzado.- Es el que se perfora con el fin de delimitar un yacimiento parcialmente desarrollado. Se considera dentro de la clasificación de pozo exploratorio.

Pozo de Desarrollo.- Es el que se perfora con el objeto de avanzar en la explotación racional del yacimiento dentro del área que ha sido aprobada.

Pozo Estratigráfico.- Es aquel que se perfora con el fin de determinar las estratigrafía de una zona geológica.

Pozo de Inyección.- Es todo pozo usado para inyectar fluidos a un yacimiento.

Petróleo.- Es toda mezcla de hidrocarburos en estado líquido en condiciones normales y que puede contener cantidades variables de impurezas.

Condensado.- Es un líquido compuesto por hidrocarburos de baja presión de vapor que resulta de la condensación originada por la reducción de la presión, de la temperatura o de ambas.

Gas Natural.- Es toda mezcla de hidrocarburos en estado gaseoso que puede tener cantidades variables de impurezas.

Gas Asociado.- Es todo gas producido en un yacimiento clasificado como de petróleo.

Petróleo (black oil) : Consiste en una amplia variedad de fracciones de hidrocarburos que incluyen moléculas grandes, pesadas y no volátiles, con las siguientes características: Las relaciones gas-aceite (GOR) iniciales están alrededor o inferiores a 2000 scf/stb, las gravedades API de los crudos producidos están por debajo de 40 grados API, el color del crudo es generalmente muy oscuro. Los análisis de laboratorio indican que el factor volumétrico de formación del crudo es menor o cercano a 2.0 res bls/stb. El contenido de heptanos plus es mayor del 30%.

Condensado (volatil oil, retrograde gases, wet gases): consiste en una variedad de fracciones de hidrocarburos que incluyen moléculas pequeñas, livianas y volátiles. Las relaciones gas-aceite (GOR) iniciales entre 3300 a 150000 scf/stb. Las gravedades de los crudos producidos están por encima de 40 grados API. El color de los fluidos líquidos es pálido, anaranjado, amarillento o incoloro.

Gas (dry gas) consiste principalmente de gas metano mayor del 90% y algunas fracciones de intermedios: las relaciones aceite-gas (RGA) iniciales 10 stb/millón de scf, las gravedades de los líquidos producidos están por encima de 45 grados API, el color de los fluidos líquidos es pálido o incoloro.

Hidrocarburo.- Todo compuesto orgánico constituido principalmente por la mezcla natural de carbono e hidrógeno, así como también aquellas sustancias que los acompañen o se deriven de ellos con excepción del helio y gases raros.

Hidrocarburo Gaseoso.- Comprende todos los hidrocarburos producidos en estado gaseoso en superficie y referidos a condiciones normales.

Hidrocarburos líquidos.- Comprende el petróleo crudo y condensados producidos, así como los hidrocarburos obtenidos en tal estado como resultado del tratamiento de gas cuando haya lugar, referidos a condiciones normales.

Barril.- Es una medida de volumen igual a 42 galones de los Estados Unidos de América.

Condiciones Normales.- Condiciones base de presión y temperatura a las que se les miden los fluidos producidos en un yacimiento. Estas condiciones son: 14.65 psia y 60°F.

Pie Cúbico Normal de gas.- Es el volumen de gas contenido en un pie cúbico a condiciones normales.

Gas Seco.- Son hidrocarburos en estado gaseoso compuesto principalmente por metano.

Relación Gas - Aceite (RGA) ó (GOR).- Es la relación entre el gas asociado en pies cúbicos y el número de barriles de petróleo (medido a condiciones normales), producido durante un período dado.

Medida Oficial de la Relación Gas-Aceite.- Es la prueba periódica de la relación gas-aceite que se hace de acuerdo a los métodos y prácticas usuales en la industria petrolera y aceptados por el MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA.

Relación Gas-Aceite Permisible.- Es la fijada por la Dirección General de Hidrocarburos para un yacimiento de petróleo, la cual limita el volumen de gas asociado que puede extraerse de dicho yacimiento.

Tasa de Producción de un pozo.- Es el volumen de hidrocarburos producidos por una unidad de tiempo.

Rata Máxima Eficiente.- Es la cantidad máxima de petróleo por unidad de tiempo, que puede extraerse de un yacimiento, con el objeto de obtener la mayor cantidad de reservas.

Registro o perfiles de Pozos.- Es una descripción progresiva en tiempo o profundidad de mediciones físicas de propiedades de estratos y fluidos encontrados en el pozo o en las formaciones, zona invadida, etc. Comprende perfiles gráficos eléctricos y de cualquier otra clase que se tomen como también la descripción de las muestras litológicas de formación.

Prueba de pozos.- Es la operación que se lleva a cabo en pozos de exploración, avanzada o de desarrollo, a través de la medición de transcientes ó estabilización de presión y flujo para la determinación de las propiedades dinámicas de los fluidos y características del yacimiento..

Prueba de limite de Formación.- Es la operación que se ejecuta en uno o varios pozos productores, con el fin de determinar heterogeneidades para poder definir el limite del yacimiento.

Reservadas Probadas.- Es la cantidad estimada de hidrocarburos recuperables a una fecha dada demostrada en una certeza razonable por medio de estudios geológicos y de ingeniería de yacimientos.

Reservas Probables.- Es la cantidad estimada de hidrocarburos a una fecha dada, en áreas cercanas a yacimientos probados, y determinadas por medio de estudios geológicos y de ingeniería de yacimientos.

Reservas Posibles.- Es la cantidad estimada de hidrocarburos a una fecha dada, que probablemente pueden existir en formaciones identificadas por medio de estudios geológicos y de ingeniería, pero que aún no han sido verificadas.

Reservas Remanentes.- Es la cantidad estimada de hidrocarburos a una fecha dada, que no han sido recuperados de un yacimiento probado.

Completamiento de un Pozo.- Es el conjunto de trabajos necesarios para completar un pozo y ponerlo en condiciones normales para la extracción o inyección de fluidos.

Completamiento Múltiple.- Es la terminación técnica de un pozo que permite la producción totalmente separada de dos o más yacimientos.

Completamiento Posterior de un Pozo.- Es la operación de completar un pozo en un yacimiento o intervalo distinto a aquel en el cual fue originalmente completado.

Potencial.- Es la capacidad de un pozo para producir petróleo, gas o ambos, determinada de acuerdo con las normas predescritas por el MINISTERIO.

Bombeo Neumático.- Es el sistema de producción mediante el cual se hace circular gas en un pozo con el fin de disminuir el peso de la columna y facilitar su extracción.

Presión de Yacimiento.- Es la presión estática de fondo promedia de los pozos de un yacimiento.

Presión de Flujo en el Fondo del pozo.- Es la presión registrada frente a un intervalo productor cuando el pozo está fluyendo.

Presión Estática de Fondo.- Es la presión registrada frente a un intervalo productor de un pozo que ha permanecido cerrado durante el tiempo suficiente para que dicha presión sean iguales a la del yacimiento.

Espaciamiento de Pozos.- Es la distribución de pozos en un campo. Cuando se trate de pozos desviados, la distribución se hará proyectando en la superficie el tope de entrada a la formación productora.

Mantenimiento de Presión.- Es la operación de inyección de fluido en un yacimiento, con el fin de mantener la presión existente y retardar su declinación natural.

Recuperación Primaria.- Es el sistema por el cual se extraen los hidrocarburos en un yacimiento por la acción de la energía natural del mismo, o por métodos artificiales que no impliquen la aplicación de energía adicional al mismo.

Recuperación Secundaria.- Es el sistema por el cual se extraen hidrocarburos de un yacimiento suministrando a éste energía adicional.

Día - Es el periodo de veinticuatro (24) horas consecutivas a partir de las 7:00 A.M. de un día solar a las 7:00 A.M. del día siguiente.

Mes Calendario- Es el periodo contado a partir del primer día de un mes a las 7:00 A.M. al primer día del mes calendario siguiente a las 7:00 A.M.

Compañía Operadora, o Operador- es la entidad reconocida por el MINISTERIO y que adelanta operaciones de exploración y/o explotación de petróleo o gas contratadas, por cuenta de una o varias empresas.

Compañía de Servicios - Es la compañía que presta servicios de orden técnico a las compañías operadoras para la exploración y/o explotación de hidrocarburos.

Áreas no Contratadas - Para los efectos de la presente reglamentación se entiende por áreas no contratadas aquellas que no son materia de contrato alguno vigente.

Áreas de Aporte - Para efectos de esta reglamentación se entiende por áreas de aporte aquellas otorgadas a la Empresa Colombiana de Petróleos con base en el artículo 12 de la Ley 20 de 1969.

CAPITULO II

EXPLORACIÓN GEOLÓGICA Y GEOFÍSICA DENTRO DEL TERRITORIO NACIONAL

Artículo 3º. Toda persona natural o jurídica que vaya a realizar exploraciones geológicas o geofísicas en áreas no contratadas, o en áreas reconocidas como de propiedad privada del subsuelo, localizadas en tierra firme, en el mar territorial, en la plataforma continental submarina o en el talud continental, en busca de petróleo y gas, deberá cumplir con lo estipulado en el presente capítulo.

Artículo 4º. Toda compañía operadora que desee realizar cualquier tipo de exploración dentro del territorio nacional, en busca de petróleo y gas, deberá presentar al Ministerio de Minas y Energía, antes de iniciar trabajos, un aviso mediante una forma que para tal designe el Ministerio (1DGH "Aviso de comienzo de exploración").

Artículo 5º. Dentro de los noventa (90) días siguientes a la fecha de terminación de los estudios geofísicos a que se refiere la disposición precedente, los avisantes enviarán al Ministerio de Minas y Energía, la información:

Artículo 6o. Para los estudios gravimétricos se deben anexar las libretas de campo donde se registraron las observaciones gravimétricas de acuerdo a la forma que para tal fin asigne el Ministerio (2DGH), especificando lo siguiente:

1. Nombre del proyecto
2. Nombre del Contrato
3. Región, ciudad y departamento donde se realiza el levantamiento
4. Compañía de Servicios
5. Compañía Operadora
6. Número de circuito
7. Observador
8. Anotador
9. Instrumento (Marca, Referencia)
10. Altura del instrumento
11. Nombre de la estación
12. Lectura instrumental
13. Fecha de observación (Día, mes, año)
14. Hora local de observación (hora, minutos)
15. Temperatura (C ó F)

16. Sensibilidad del instrumento
17. Observaciones específicas en cuanto a las condiciones climática, contraste topográfico y características geológicas generales.
18. Deben anexarse las constantes de conversión amiliares de los instrumentos utilizados

Artículo 7. La estructura de la memoria para los estudios gravimétricos, debe ajustarse al formato que se designe el Ministerio (3 DGH) este debe contener :

1. Nombre de la estación
2. Coordenadas geográficas de cada estación. Las coordenadas se expresarán en términos de : 00 00'00.00 . Esto, con el fin de garantizar la ubicación absoluta de las estaciones gravimétricas dentro del contexto nacional .
3. Coordenadas planas de cada estación. Debe anotarse explícitamente el origen al cual están referidas.
4. Altura de la estación respecto al nivel medio del mar
5. Valor de la gravedad observada para cada estación y las variables tenidas en cuenta durante el estudio gravimétrico: Anomalia Aire Libre, Anomalia Bourguer Simple, Anomalia de Bourguer Total, etc.
6. Elipsoide al cual están referidas las coordenadas geográficas y la correspondiente fórmula de gravedad teórica empleada para el cálculo de las anomalías gravimétricas.
7. Precisión de los valores de gravedad observada, altura y coordenadas de cada estación.

Copia de la memoria de las estaciones debe ser entregada en papel y en medio magnético (Archivos con formato texto), de acuerdo con las normas técnicas vigentes al momento.

Artículo 8- MATERIALIZACION DE LAS ESTACIONES. Todos los levantamientos gravimétricos deben incluir, como mínimo, dos (2) estaciones de la Red Gravimétrica Nacional administrada por el Instituto Agustin Codazzi, y se deberá deligenciar el formato que tenga asignado el Ministerio (4-DGH).

Deben materializarse estaciones gravimétricas de acuerdo con el espaciamiento entre estaciones ocupadas. Los criterios son los siguientes:

1. Para levantamiento con distancia mayor entre estaciones debe ser un mil metros (1.000 m.) , la materialización debe hacerse a cada una (1) de las estaciones ocupadas.

2. Para levantamiento con distancia menor entre estaciones debe ser un mil metros (1.000 m) y mayor a 500 m, la materialización debe hacerse cada dos (2) estaciones ocupadas.

3. Para levantamientos con distancia entre estaciones menor a 250m y mayor a 150m, la materialización debe hacerse cada cuatro (4) estaciones ocupadas.

4. Para levantamientos con distancia entre estaciones menor a 250m y mayor a 100m, la materialización debe hacerse cada diez (10) estaciones ocupadas.

5. Para levantamientos con distancia entre estaciones menor a 100 m, la materialización debe hacerse cada veinte (20) estaciones ocupadas.

La materialización debe hacerse con un monumento de 8CA de concreto de 25 cms *25 cms de área y 80 cms de altura. Este debe ser enterrado firmemente y debe sobresalir a ras de tierra aproximadamente 20 cm. En la superficie debe llevar una placa en bronce que especifique:

1. Nombre de la estación
2. Compañía de servicios que desarrolla el estudio gravimétrico
3. Compañía Operadora
4. La fecha en que se determina la estación correspondiente
5. Anotador/Descriptor
6. tipo de Estación
7. Nombre de la Estación
8. Región, Ciudad y Departamento
9. Coordenadas planas y geográficas
10. Altura sobre el nivel del mar
11. Párrafo de localización
12. Párrafo descriptivo de la localización exacta
13. Croquis

14. Fotografía

15. Tipo de materialización.

Artículo 9- INFORME TECNICO DE INTERPRETACION. El informe técnico es un reporte escrito que debe recopilar los objetivos, procedimientos y resultados del estudio gravimétrico. Este debe ser entregado a la Dirección General de Hidrocarburos dentro de los siguientes noventa (90) días, contados a partir de la finalización de la etapa de adquisición de datos en campo.

El informe debe contener:

1. Descripción del proceso de observación y ocupación de estaciones gravimétricas en campo.

2. Descripción de métodos, constantes y variables utilizados para el cálculo de las diferentes correcciones aplicadas a las observaciones gravimétricas: Corrección por mareas, corrección por derivada, corrección aire libre, corrección Bourguer, corrección topográfica, etc.

3. El sistema de referencia Geodésico sobre el cual se calculan las anomalías gravimétricas. Esto implica la exposición de los parámetros físicos y geométricos del elipsoide de referencia empleado en el cálculo de las anomalías gravimétricas.

4. Perfiles y mapas, con contornos de anomalías calculadas referidas a coordenadas geográficas, deben rotularse de acuerdo con formato que el Ministerio asigne para este procedimiento (5DGH).

5. Informe y descripción de la metodología empleada para el control de calidad de la información (precisión).

Artículo 10- Para los estudios MAGNETOTELURICOS Y METODOS ELECTRICOS, se deberá presentar a la Dirección General de Hidrocarburos los informes de adquisición, procesamiento, reducción de datos e interpretación de los mismos. Interpretación geológica de los resultados, mostrando los resultados de las observaciones contra los modelos empleados y las conclusiones correspondiente. Los informes de interpretación deberán incluir perfiles con la resistividad aparente deducida y secciones transversales indicando la geología interpretada para cada sección.

Artículo 11- Se debe presentar a la Dirección General de Hidrocarburos información digital, gravada en ASCII puro, con los datos de adquisición: Estación #,

coordenadas, elevación, medidas de campo, información digital acerca de los productos de la interpretación, y mapas entregados especificando claramente los formatos de grabación.

Artículo 12- Se debe presentar a la Dirección General de Hidrocarburos mapas a escala 1:100.000 (o una escala más conveniente, pero siempre consistente), en original reproducible y copias en papel de :

1. Configuración de los arreglos y localización de las estaciones de campo.
2. Observaciones de campo y errores asociados
3. Perfiles de datos observados y calculados
4. Perfiles de interpretación tales como resultados de modelamiento e inversión y otras técnicas.
5. Perfiles de resistividad aparentes de roca
6. Secciones transversales de geología interpretada
7. Mapas de distribución de estaciones, con perfiles de resistividad contra profundidad, para cada estación (carta de distribución de resistividad aparente).
Según sea el caso.

Artículo 13- Los estudios de la compañía Operadora entregará al Ministerio de Minas y Energía, copias en cinta magnética y papel de la siguiente información de sensores remotos adquirida, reprocesada y /o interpretada durante el desarrollo del contrato.

- Fotografías aéreas que se hayan obtenido mediante vuelos contratados por la compañía asociada, con su respectivo mapa de líneas.
- EXABYTE con todas las bandas de cada escena o subescena de imagen de satélite utilizada en un área o contrato específico.
- EXABYTE con la información resultante de procesamientos digitales sobre imágenes de satélite tales como, realces, combinaciones de bandas y mejoramientos, junto con sus respectivos productos fotográficos, preferiblemente en escala 1:100.000.
- Memoria explicativa de los procesamientos mencionados y copia de las interpretaciones realizadas.

- Cuando se trate de imágenes de radar con encionales o de satélite, la compañía deberá suministrar los productos fotográficos mono o estereoscópicos en escala 1:50.000 o 1:100.000 y/o mosaicos a escala 1:250.000.

Artículo 14. Una vez concluidos los estudios sísmicos la compañía operadora enviará al Ministerio de Minas y Energía lo siguiente:

1. Información topográfica final con coordenadas y elevaciones de cada línea.
2. Listado de parámetros de adquisición de datos en campo.
3. Copia y sepias de los mapas de puntos de puntos y de los mapas de cierre horizontales, verticales y mojones a escala adecuada. En los mapas de puntos, las líneas deberán tener la siguiente identificación: sigla de compañía operadora, iniciales del programa sísmico, año (2 últimas cifras) y número de línea.
4. Listado de parámetros de procesamiento de datos y de la información de soporte.
5. Informe de pruebas, campo y procesamiento.
6. Informe final de campo.
7. Informe final de procesamiento, de la interpretación de la información procesada.
8. Sepia de las secciones sísmicas debidamente corregidas y procesadas.
9. Copia de las secciones sísmicas debidamente corregidas, procesadas e interpretadas.
10. Informe de impacto ambiental y estudios de suelos.
11. Informe final de interpretación, con los análisis e interpretaciones de los detalles más relevantes.
12. Informes sobre la información sísmica reprocesada, teniendo en cuenta la anterior información.
13. Copia del informe final que las compañías de servicio elaboran al terminar cualquier clase de exploración geofísica.

14. Resultados de los estudios que sirvieron como base para la interpretación y elaboración de los documentos presentados al Ministerio.
15. Análisis de velocidad efectuados.

Artículo 15. En los estudios de geología de superficie la compañía enviará una memoria que comprenda los siguientes aspectos.

GEOLOGIA GENERAL

1. Mapa geológico del área escala 1:25000 con datos de campo, el número de kilómetros controlados en superficie no debe ser menor al 70% del área total del bloque.

2. Mapa geológico escala 1:100000 integrando el control geológico efectuado por la compañía con el de otras fuentes bibliográficas;
3. Memoria explicativa de los conceptos utilizados para la cartografía;

ESTRATIGRAFIA

4. Columna estratigráfica general del área escala 1:2000;
5. Columnas estratigráficas detalladas de las unidades interés en el área o aledañas a escala 1:500;
6. Mapa con la localización de las diferentes columnas y muestras ;
7. Descripción litológica, facies, secuencias y muestras;
8. Espesor medido no calculado y contactos
9. Edad con base en determinaciones paleontológicas nuevas y su correspondiente discusión con edades reportadas bibliográficamente, anexo paleontológico.
10. Anexar correlaciones litoestratigráficas, cronoestratigráficas con columnas o pozos cercanos y a escala regional.
11. Ambiente de sedimentación;
12. Mapas de facies, de salinidad, litológicos, etc. que incluyan los diagramas de correlaciones;

GEOLOGÍA ESTRUCTURAL.

13. Descripción general;
14. Descripción de las estructuras en el área;
15. Mapa estructural;
16. Cortes geológicos admisibles diferenciando nivel de observación;
17. Relaciones regionales;
18. Listado de localización en coordenadas geográficas y planas de: Estaciones, muestras, buzamientos y medidas de mesoestructuras.

GEOLOGIA HISTORICA

A escala local integrada a un nivel regional

GEOLOGIA DEL PETROLEO

19. Resultados de análisis geoquímicos;
20. Mapa de localización de las muestras estudiadas, resultados y anomalías;
21. Origen, migración y entrapamiento de los posibles hidrocarburos, en el periodo de exploración o de los yacimientos en el periodo de explotación;
22. Mapa de rezumaderos de petróleo o gas en la región y los resultados de los análisis;
23. Descripción detallada de las formaciones que potencialmente acumulan o producen hidrocarburos, haciendo énfasis y anexando los resultados de los análisis de porosidad y permeabilidad;
24. Definición de los intervalos productores, contactos agua-aceite, área de cierre, etc.

Artículo 16. El Ministerio de Minas y Energía, cuando lo juzgue necesario, podrá solicitar que se amplíe o complemente la documentación de que tratan los artículos anteriores.

Artículo 17. Toda persona natural o jurídica que lleve a cabo exploración geológica en las playas marítimas, en aguas territoriales, en la plataforma continental submarina o en el talud continental, por métodos geológicos, geofísicos u otros, deberá cumplir con lo estipulado en los siguientes artículos.

Artículo 18. Todas las operadoras de exploración sísmica en la cual utilicen fuentes explosivas deberán realizarse de tal manera que sus trabajos no causen perjuicios geológicos tales como fallas, derrumbes o filtraciones de fluidos contenidos en el subsuelo hacia la superficie.

Párrafo: Como regla general, toda carga enterrada deberá colocarse a una profundidad suficiente, de tal manera que su explosión no produzca cráteres.

Artículo 19. No se permitirán disparos con cargas explosivas a de las siguientes distancias sin permiso escrito del Ministerio de Minas y Energía a menos de 200 metros de un canal dragado, ni a menos de 100 metros de un muelle, dique, pilotaje u otra estructura, ni en las zonas previamente determinadas por el Ministerio del Medio Ambiente como reservas mayores de pesca.

Artículo 20. Sólo se permitirán disparos durante las horas nocturnas en zonas marítimas cuando la Dirección General Marítima y Portuaria lo autorice expresamente.

Artículo 21. Para la detonación de cualquier tipo de explosivo en tierra se deberán acondicionar pozos patrones, los cuales deben ser perforados y revestidos de acuerdo a los procedimientos, técnicas y equipos utilizados en la industria, después de la detonación de las cargas dichos pozos deberán ser perfectamente taponados y abandonados utilizando los métodos adecuados para tales operaciones.

Artículo 22. No se admitirá ningún disparo a menos de una milla marina de un buque o flota pesquera que tenga su respectiva licencia para operar en el área de exploración o que haga tráfico regular por dicha área.

Artículo 23. Como regla general, toda carga que se dispare en el mar territorial o en la plataforma continental submarina deberá estar suspendida a una profundidad adecuada previamente determinada por el operador y justificada ante el Ministerio de Minas y Energía.

Artículo 24. Toda carga que se haya de disparar en bahías, en terrenos de la baja mar o a menos de una milla de la desembocadura de cualquier río, deberá enterrarse dentro de una tubería a una profundidad adecuada determinada por el operador y justificada ante el Ministerio de Minas y Energía. Antes de hacerse el disparo deberá

removerse completamente la tubería. Para hacer disparos abiertos en estas zonas se necesita previo permiso del delegado del Ministerio de Minas y Energía, quien podrá otorgarlo cuando en su concepto los disparos abiertos no causen daño a la flora y a la fauna.

Artículo 25. Toda carga deberá dispararse antes de que la cuadrilla que la colocó abandone la zona de operaciones, en el caso de que la carga no sea detonada, el Operador deberá enviar justificación al Ministerio de Minas y Energía o al funcionario que se encuentre en la zona de operaciones.

Artículo 26. Las cargas que se suspendan en el mar por sistema de flotadores deberán ser de tipo y empaquetadura tales que se desintegren y neutralicen en corto tiempo.

Artículo 27. Si una carga enterradas o suspendidas, fallare al dispararla, deberá retirarse o destruirse inmediatamente, siempre y cuando la operación, a juicio del jefe de cuadrilla, no constituya peligro para ninguno de los miembros de ésta, en el caso de abandonarse la carga sin estar destruida deberá asegurarse que la carga no representa peligro alguno y que se considera totalmente muerta.

Artículo 28. Ninguna operación de exploración sísmica podrá llevarse a cabo con cargas suspendidas en lagos de agua salada, en aguas interiores, en pantanos de agua salada o en arrecifes de propiedad nacional, sin previo concepto favorable del Ministerio del Medio Ambiente.

Artículo 29. Autorízase a la Dirección General Marítima y Portuaria para que, previo concepto favorable del Ministerio del Medio Ambiente y cuando en casos especiales no se cause perjuicio a la flora y a la fauna marinas ni a la navegación, conceda permiso para efectuar exploraciones sísmicas submarinas en busca de hidrocarburo, sin sujeción a alguno o algunos de los requisitos y limitaciones que consagran los artículos anteriores.

Artículo 30. Todo operador de exploración sísmica estará obligado a indemnizar a la Nación y a los particulares por los perjuicios que ocasione por razón de sus trabajos.

Artículo 31. La violación de las normas de la presente reglamentación será sancionada con la cancelación inmediata del permiso de que trata el artículo 8º, sin perjuicio de las multas a que haya lugar, de acuerdo con el artículo 21 de la ley 10 de 1.961.

Artículo 32. El Gobierno guardará la debida reserva sobre los datos suministrados en cumplimiento de las disposiciones referentes a exploraciones geológicas y

geofísicas, cuando en razón de la naturaleza de ellos, la requieran en defensa de los legítimos intereses de las personas que los hayan presentado.

Artículo 33. Las personas naturales o jurídicas de que trata el presente capítulo, deberán suministrar al Ministerio cualquier tipo de estudios geológicos regionales que hayan ayudado a la exploración geofísica realizada.

CAPITULO III

PERFORACION Y COMPLETAMIENTO DE POZOS DE PETROLEO, CONDENSADO Y GAS

Artículo 34. Por lo menos con treinta (30) días de anticipación a la fecha de iniciarse la perforación de un pozo, el explorador o explotador deberá obtener permiso de la Dirección General de Hidrocarburos del Ministerio, por medio del Formulario, que para tal fin designe el Ministerio de Minas y Energía (7DGH, "Intención de Perforar").

Párrafo 1: Este permiso será válido por un período de tres (3) meses, contados a partir de la fecha fijada para la iniciación del pozo.

Párrafo 2: Si la perforación del pozo no se efectúa en el tiempo anteriormente señalado, el operador deberá justificar en un plazo de quince (15) días la no perforación de dicho pozo.

Artículo 35. Todo pozo deberá ser perfilado, para ello se tomarrán registros que tenga medida de resistividad y porosidad adecuado para el tipo de formación, en pozo exploratorio, avanzado o estratigrafico hasta superficie además sísmico también hasta superficie, el cual debe ser procesado para calibrar la sección sísmica correspondiente, el gradiente de temperatura en profundidad y la correlación de gradientes de sísmica y temperatura de formación y de presión en la formación objetivo.

Artículo 36. En todo pozo exploratorio, avanzado o estratigrafico deberá realizarse análisis de buzamiento estratigráfico adecuado.

Artículo 37. Todo operador antes de comenzar trabajos deberá preparar un programa de pozo o manual de operaciones, para toda la operación de perforación,

completamiento, reacondicionamiento, mantenimiento y pruebas, dentro del cual se debe especificar las técnicas y procedimientos que se aplicarán durante la perforación de un pozo y su completamiento.

El programa de pozo o Manual de Operaciones será aprobado por Ministerio de minas y Energía para un pozo o área específicas antes de comenzar operaciones.

Artículo 38. En todo pozo exploratorio que se perfora, el operador deberá enviar junto con la que se designe (7DGH), donde se incluye el programa completo de perforación, programa de fluidos de perforación, programa de revestimiento, cementación, completamiento y programa de control de pozo.

Párrafo: A su debido tiempo solicitará a la Dirección General de Hidrocarburos del Ministerio, un funcionario para que presencie la toma de registros, de “corazones” de las zonas de interés y de las pruebas de producción.

Artículo 39. En la perforación de un pozo se deberán tomar todas las medidas necesarias para prevenir daños y riesgos a las personas, a las propiedades públicas o privadas y a los recursos naturales.

Todos los fluidos de perforación y los producidos por el pozo, deberán ser confinados en piscinas de tierra debidamente acondicionadas.

Artículo 40. En la perforación de un pozo se deberán tomar todas las medidas necesarias para prevenir daños y riesgos a las personas, a las propiedades y a los recursos naturales.

Artículo 41. Perforación en áreas marinas. Antes de comenzar operaciones de perforación en áreas marinas el operador deberá:

1. Realizar estudios de la superficie marina y topográficos del lecho marino y de impacto y manejo ambiental, para cualquier tipo de unidad de perforación en el mar.
2. Realizar pruebas, análisis y estudios de anclaje de esfuerzo del cabezal del pozo y de la tubería en unidades de perforación ancladas.
3. Instalar facilidades para inspeccionar las zonas submarinas en las unidades de perforación con patas.
4. Instalar un nivel de control de contrapeso para unidades de perforación flotantes.

Artículo 42. Antes de comenzar operaciones de perforación en tierra el operador deberá:

1. Realizar estudios de conificación de gas en áreas donde se estime la posible presencia de H₂S.
2. Diseñar muros de retención para los tanques de combustible y lodos, diseñados para almacenar el máximo de capacidad.
3. Realizar un estudio para determinar las posiciones finales del taladro.

Artículo 43.- Todo pozo en etapa de perforación deberá efectuarse un reporte diario de perforación el cual será enviado diariamente al ingeniero de zona respectivo o en su efecto al Ministerio de Minas y Energía. Este reporte deberá contener entre otros la siguiente información:

1. Datos del pozo. Nombre del pozo, localización, Operador, posición y elevaciones del taladro y de la mesa rotaria.
2. Topes de las formaciones atravesadas, con una pequeña descripción.
3. Pruebas: Detalles de todas las pruebas al conjunto preventor de reventones y al choque de manifold, duración de la prueba, pruebas iniciales y finales de presión. Detalles de las pruebas mecánicas diarias realizadas y de todos los equipos probados.
4. Información de perforación: datos de fluidos, tamaño de las brocas, profundidades del hueco para cada viaje, desviaciones del hueco, ubicaciones del bastidor de desviación, detalles de las operaciones de pesca y de operaciones direccionales, profundidad total y detalles generales del taladro y sus equipos.
5. Inconvenientes de perforación.
 - Perdidas de circulación : Profundidad e intervalos, densidad y volumen de los fluidos, cantidades y tipos de los materiales y fluidos utilizados.
 - Golpe de gas (Kick): Profundidad, presiones de cierre y de circulación, volumen del influjo y procedimientos generales de control.
 - Flujo de agua: Profundidades, presiones y procedimientos de control de volumen.
6. Pruebas de formación :
 - Drill Stem Test (DST): Número de la prueba, intervalos, tiempo de apertura de la válvula de Prueba, Producción de gas, aceite o agua a superficie y ratas

de flujo y recobros, presión de formación, presión de fondo fluyente, presiones de cabeza, contenido de H₂S y características de las muestras de los fluidos tomadas tanto en superficie como en fondo.

- . Pruebas de Wireline: Numero de la prueba, profundidad, duración y recobro.
 - . Pruebas de flujo: Profundidad, recobros, nivel de los fluidos, y ratas de flujo.
 - . Pruebas de suaveo: Profundidad, recobros y nivel de los fluidos.
7. Corazones: Numero del corazón, intervalo, tamaño y recobro.
8. Registros: Tipo de registros corridos e intervalos correspondientes.
9. Abandono o taponamientos: Numero de taponos, intervalo, duración del procedimiento, cantidad de cemento y aditivos, peso de la lechada, profundidades correspondientes.
10. Revestimientos y Liners: Tamaño, profundidad de Asentamiento, tope del Liner, peso - grado y tipo de collares, Liners nuevos y usados y diseños generales.
11. Cementación: Concentraciones, cantidad y tipo de cemento y de los aditivos, peso de la lechada, volumen de la lechada, retornos a superficie de lechada y topes determinados para el cemento.
12. Completamiento:
- . Empaques: Tipo y Profundidad de asentamiento.
 - . Perforaciones: Intervalos, tipo, numero, cañones utilizados, cargas utilizadas, densidad de cañoneo y presiones de tratamiento.
 - . Acidificación: Intervalo, tipo y concentraciones, volúmenes de ácido y aditivos, cementación forzada, tasas y presiones.
 - . Trabajos de Squeeze: Intervalo, cantidad y tipo de material utilizado, tasas y presiones.
 - . Fracturamientos: Tipos, cantidades, y tamaño de los agentes fracturante, volúmenes, aditivos, tipo y cantidad de agentes tapón, tasa y presiones.

Artículo 44. Cuando se haya perforado un número suficiente de pozos para definir los límites de un yacimiento y sus características, el explorador o el explotador presentará a la Dirección General de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía -para su aprobación-, el plan de espaciamiento de pozos, el cual solamente se podrá variar mediante permiso de la misma dependencia, en casos excepcionales.

Artículo 45. Cuando un pozo durante su perforación tenga que ser abandonado por fallas mecánicas, sin haber alcanzado su objetivo principal y el operador quiera iniciar inmediatamente un nuevo pozo que lo reemplace, podrá hacerlo sin necesidad de cumplir lo estipulado en cuanto al plazo de treinta (30) días a que se refiere el artículo 28, dando previo aviso al Ingeniero de Zona o en caso contrario a la Subdirección de Hidrocarburos.

Artículo 46. Ningún pozo podrá ser perforado a menos de las siguientes distancias, sin permiso especial del Ministerio de Minas y Energía.

1. 100 metros de cualquier lindero del área
2. 100 metros de cualquier instalación industrial de tercero
3. 100 metros de oleoductos, gasoductos, poliductos o de cualquier sistema de transporte de tubería de hidrocarburos.
4. 500 metros de zona fronteriza.

Artículo 47. No podrán perforarse pozos en los siguientes lugares:

1. En la parte edificada de las poblaciones o dentro del área urbana. Para efectos se entiende por área urbana la extensión comprendida dentro de la nomenclatura correspondiente o la determinada por acuerdos municipales.
2. En las zonas ocupadas por obras públicas o adscritas a un servicio público, siempre que las normas del servicio se considere incompatible la perforación.
3. Dentro de los patios y jardines, huertas y solares de las habitaciones rurales, salvo que lo permita el propietario o poseedor.

Artículo 48. En la perforación de pozos el operador evitará la desviación de la vertical trazada desde el centro del pozo en la superficie. Para éste deberá tomar medidas de desviación cada 300 metros. La desviación con respecto a la vertical podrá efectuarse sin autorización especial del Ministerio de Minas y Energía en distancias cortas, cuando se trate de superar dificultades mecánicas.

Artículo 49. Cuando se trate de pozos direccionales el operador deberá informar por medio del formulario que para ésto asigne el Ministerio (7DGH), "Intención de

Perforar”, las razones para desviar el pozo y acompañará un esquema en el cual se muestre en detalle la localización y los posibles horizontes o intervalos productores.

Artículo 50. Durante la perforación de pozos y su completamiento, el operador aplicará las técnicas que fueron presentadas en Manual de Operaciones y aprobadas por el Ministerio de Minas de Energía.

Artículo 51. Todo Operador en un pozo deberá prevenir cualquier tipo de daños y deterioros del mismo, utilizando mecanismos adecuados, evitando corrosión en las tuberías, cementaciones defectuosas y filtraciones de los fluidos del pozo a la formación y de la formación al pozo.

Artículo 52. En todo pozo perforado se realizarán estudios de corrosión y de registros de cementación con el fin de evaluar el estado de las tuberías y la calidad de las cementaciones realizadas.

Artículo 53. Todo Operador deberá preparar planes de contingencia para derrames, de reacción ante un reventón y en general ante cualquier eventual emergencia en las operaciones de perforación.

Párrafo. Deberá realizarse un plan de contingencia y emergencia adicional para todos los pozos donde se presuma o sea posible la presencia de H₂S.

Artículo 54. Todo pozo en perforación deberá estar equipado con un sistema y equipo de desvío donde puedan fluir los líquidos combustibles del pozo para que puedan ser almacenados o quemados, o donde simplemente fluya agua producida en exceso por el pozo.

Artículo 55. Si como resultado de la perforación por bala o por otro método, o por tratamiento químico de los intervalos productores, éstos o las tuberías de revestimiento resultaren deteriorados, impidiendo la producción de petróleo o gas, el operador deberá remediar con prontitud tal situación. Si la reparación del pozo resultare imposible y éste no pudiere ser utilizado para otros fines prácticos, el pozo deberá ser convenientemente taponado y abandonado.

Artículo 56. Para cualquier operación de perforación, profundización y cambio de intervalo productor, el operador deberá solicitar permiso del Ministerio con treinta (30) días de anticipación.

Artículo 57. Cada quince (15) días calendario, el operador enviará al Ministerio de Minas y Energía, con destino a la Subdirección de Hidrocarburos, el formulario que

para tal fin designe el Ministerio (8 DGH, "Informe Quincenal"), sobre los mejores resultados más sobresalientes de la perforación de cada pozo, tales como el número de pies perforados, los registros tomados, los "corazones" los principales problemas presentados durante la perforación y las características del lodo.

PARAGRAFO.- Se deberá relacionar los costos que se generen durante la perforación.

Artículo 58. Todo operador que desee realizar operaciones de completamiento múltiple de pozos, deberá:

1. Solicitar y obtener permiso del Ministerio de Minas y energía mediante el formulario que para tal fin se designe (DGH) "Solicitud de permiso para completamiento múltiple", deberá presentar la siguiente información:
 - 1.1 Descripción de la localización del pozo y de los yacimientos con mapa estructural al tope y base de la formación productora;
 - 1.2 Análisis de los fluidos de los yacimientos, con un estudio de similitudes y compactibilidades de los mismos, incluyendo una descripción petrofísica de los yacimientos;
 - 1.3 Proyectos del sistema o tipo de completamiento que indique las zonas productoras y los intervalos perforados.
2. Completado el pozo, el operador de petróleo o gas deberá efectuar pruebas de presión para determinar o comprobar que no existen escapes en el revestimiento.
3. Todo pozo de completamiento múltiple deberá equiparse, producirse y mantenerse en tal forma que no se presente mezcla de la producción proveniente de diferentes intervalos o yacimientos, salvo previa aprobación del Ministerio.
4. El operador de petróleo o gas deberá efectuar pruebas de separación de la producción de los diferentes intervalos y de escapes en los empaques dentro de los siete (7) primeros días de la fecha de la completamiento del pozo.

Estas pruebas deberán realizarse cada vez que los empaques sean reemplazados.

5. El pozo deberá estar equipado de modo que las pruebas de presión para cada formación puedan efectuarse individualmente. Igualmente deberán instalarse medidores para determinar con exactitud la cantidad de gas, agua y petróleo producida de cada formación por separado.

Artículo 59. Todos los fluidos de perforación deberán ser confinados en piscinas debidamente acondicionadas, y los fluidos producidos por el pozo en tanques de almacenamiento. En lugares donde por condiciones especiales del terreno o topográficas no sea posible la ubicación de dichos tanques para el almacenamiento de fluidos producidos; éstos podrán ser confinados temporalmente en piscinas de tierra debidamente impermeabilizadas con previa aprobación de los Ministerios de Minas y Energía y Medio Ambiente quienes además podrán corroborar mediante inspección.

Artículo 60. Antes del completamiento, suspensión o abandono de las operaciones de perforación de un pozo el Operador deberá tomar en registro adecuado las medidas de Potencial Espontáneo, Rayos Gamma, Resistividad de los estratos, desde la profundidad total del pozo a la base del revestimiento de superficie y porosidad sobre las formaciones objetivo, a menos que el Ministerio autorice la sustitución por algún otro tipo de registro o la reducción del intervalo a registrar.

Artículo 61. Para aquellos pozos suspendidos durante la perforación el Operador deberá presentar un informe técnico al Ministerio de Minas y Energía con las razones por las cuales dichos pozos fueron suspendidos y deberá definir la situación de los mismos en un plazo de noventa (90) días.

Artículo 62 Todo pozo deberá ser taponado y abandonado si:

1. Existen filtraciones subterráneas debido a programas de revestimiento inadecuados, tuberías corroídas o cementaciones defectuosas y después de agotados todos los recursos, el pozo no pudiera repararse o usarse para otro fin útil.
2. Como resultado de operaciones de cañoneo o por tratamiento químico de los intervalos productores las tuberías de revestimiento o dichos intervalos productores resultaren dañados, impidiendo la producción de petróleo o gas y generándose la imposibilidad de reparar el pozo o que éste no pueda ser utilizado para otros fines prácticos.
3. El pozo resultare seco.
4. Existen problemas mecánicos que impidan la completamiento y la posterior utilización del pozo para fines útiles.
5. Por deterioro de la tubería y daños en las formaciones productoras.

Artículo 63. Para todos los pozos que vayan a ser abandonados o suspendidos, se deberá solicitar permiso, solicitando ésto mediante el formulario que para tal fin asigne el Ministerio (10 DGH), el Operador deberá efectuar los trabajos necesarios para que éstos queden en condiciones tales que:

1. Exista mínimo un tapón de cemento desde una profundidad de 150 pies a superficie, a menos que el intervalo se encuentre revestido y cementado sobre el intervalo. El Ministerio podrá especificar o aprobar la profundidad del tapón para un área o pozo específico.
2. Exista mínimo un tapón aislando el hueco abierto o las perforaciones a partir de la superficie.
3. No exista comunicación alguna entre las zonas productoras o capas permeables y estas a la vez se encuentren aisladas por cemento.
4. No exista filtraciones o flujo de los fluidos de la formación hacia superficie.
5. Cuando un pozo haya encontrado mantos de agua dulce utilizables, éste pueda ser completado en un futuro como pozo de agua, si así es exigido por el Ministerio.
6. Exista una placa en superficie en la cual se indique, el nombre del Operador, nombre del contrato, nombre del pozo, localización y coordenadas (X,Y,Z), profundidad total del pozo y de las zonas productoras o de los mantos de agua, y a la fecha de abandono del pozo.

Párrafo: El Ministerio, podrá modificar las anteriores condiciones y determinar para casos especiales las condiciones en las cuales un pozo deberá abandonarse y en las que éste deberá ser taponado y abandonado.

Artículo 64.- Cuando se desee retirar el revestimiento de producción, el operador deberá solicitar y obtener permiso previo del Ministerio de Minas y Energía.

Parágrafo . El Ministerio determinará las condiciones en que el operador deberá dejar el pozo cuando el revestimiento de producción sea retirado.

Artículo 65 . Cuando un pozo haya encontrado mantos de agua dulce utilizables, y haya de abandonarse el operador efectuará los trabajos de abandono en condiciones tales que permitan su completamiento futuro como pozo de agua, si el Ministerio así lo exigiere.

Artículo 66. Cuando el operador no desee abandonar un pozo que ha dejado de producir porque puede ser utilizado como pozo de observación, deberá obtener para ello permiso del Ministerio de Minas y Energía. Los demás pozos productores deberán ser reparados o taponados en un plazo máximo de noventa (90) días, contados a partir de la fecha del último cierre.

Artículo 67. Cuando el operador desee abandonar un pozo productor agotado deberá presentar la historia de producción, historia de presión de fondo y si se trata de un pozo de alto potencial se tomará un registro de saturación a través del casing.

Artículo 68. Para aquellos pozos suspendidos durante la perforación, el operador deberá presentar un informe técnico con las razones por las cuales dichos pozos fueron suspendidos y deberá definir la situación de los mismos en un plazo no mayor de noventa (90) días.

Artículo 69. Todo pozo exploratorio deberá ser corazonado con herramienta mecánica de extracción, si operacionalmente no se puede corazonar deberán tomarse muestras de pared lateral.

Artículo 70. Dentro de los treinta (30) días siguientes a la finalización de la perforación de cualquier pozo, el operador enviará al Ministerio, la forma que para tal fin se asigne (9DGH), "Informe de Completamiento Oficial", con la siguiente información adicional:

1. Un informe geológico final sobre cualquier pozo exploratorio, avanzada o estratigráfico, en español, firmado por un geólogo matriculado en el país, a más tardar 90 días después de la fecha de terminación o abandono del pozo. Este informe deberá incluir:

- 1.1 Resumen del pozo
- 1.2 Nombre-Contrato-Localización, compañía(s)
- 1.3 Coordenadas de superficie y fondo
- 1.4 Profundidad final
- 1.5 Trampa prospectada
- 1.6 Intervalo productor y completado (Formación)
- 1.7 Producción
- 1.8 Compañía de perforación
- 1.9 Compañía de registros
- 1.10 Compañía de Mud Logging
- 1.11 Otras Compañías (Compañía de corazonamiento y de cementación)
- 1.12 Fecha de inicio de perforación
- 1.13 Fecha de terminación de perforación
- 1.14 Fecha de Completamiento
- 1.15 Localización, incluyendo localización sísmica
- 1.16 Objetivos del pozo.

2. Estratigrafía de la sección perforada incluyendo paleontológicas y correlaciones con pozos o secciones cercanas. (Especificar metodología en los análisis ambientales).
3. Análisis estructural, incluyendo la interpretación del registro de buzamiento y una descripción completa, incluyendo mapas de la estructura prospectada.
4. Descripción e interpretación de las manifestaciones de hidrocarburos.
5. Relación de registros corridos: tipo de registro, intervalo, escala, número de la corrida.
6. Interpretación completa de los registros incluyendo los probadores de formación (RFT o equivalentes).
7. Análisis geoquímicos incluyendo análisis geohistórico y cálculo de índices de tiempo y temperatura (TTI) análisis de los resultados y metodología.
8. Intervalos con posibilidades de producción.
9. Resultado de las pruebas de formación que incluya todas las pruebas acuíferas, petrolíferas o secas, las propiedades de los fluidos, tasas de flujo, presión de yacimiento, presiones fluyentes de fondo y superficie, etc.
10. Interpretación geológica de los análisis de build up y/o drawn. utilizando los datos adquiridos, determinar la permeabilidad de la formación, daño de formación si lo hubiere, discriminando daño mecánico, daño por turbulencia, o por completación parcial, índice de productividad del Pozo, acompañados de las respectivas curvas de análisis.
11. Evaluación preliminar de las reservas descubiertas por el pozo, o en su defecto, un análisis de las causas del fracaso del proyecto.
12. Lista de anexos.
 - 12.1 Descripción de muestras de zanjas
 - 12.2 Descripción de muestras de pared
 - 12.3 Informe de corazonamiento, condiciones, parámetros, recuperación, descripción e interpretación detallada de todos los corazones. Correlación core gamma ray, resultados de análisis básicos (Presentación gráfica y en listado), resultados de análisis especiales.
 - 12.4 Registro gráfico compuesto (original incluido)
 - 12.5 Análisis geoquímicos

- 12.6 Anàlisis paleontològics
- 12.7 Anàlisis petrolològics
- 12.8 Informes de la companyia de mud logging, incluyendo los registros gràfics.
- 12.9 Interpretaciòn del registro de velocidad, sismograma sintètico, listado tiempo velocidad, funciòn de velocidad.
- 12.10 Anàlisis PVT de los fluidos obtenidos si se tratare de Hidrocarburos.
- 12.11 Otros: Cualquier informaciòn adicional relacionada con el pozo.

13. La companyia operadora entregarà al MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA toda la informaciòn de los registros obtenidos en el pozo, en originales reproducibles y copias en escalas 1:500 y 1:200, tanto de los datos de campo como de los datos procesados. Esta misma informaciòn deberà presentarse en cintas magnèticas formato DLIS ó LIS, debidamente editadas y acompa˜adas de sus respectivos tabulados. La Companyia operadora se obliga a hacer el procesamiento de los datos de los registros de buzamiento, probador de formaciones, registros dielèctricos, imàgenes, registros de velocidad, o cualesquiera otros, cuyo procesamiento sea necesario para su interpraciòn. Igual tratamiento se le darà a los registros tomados en hueco revestido.

La companyia operadora deberà programar para todo pozo exploratorio un conjunto bàsico de registros, que incluiràn, informaciòn adecuada de resistividad, porosidad, tiempo de trànsito (sònico) y registro de velocidad y de buzamiento.

Artículo 71. En el caso de pozos exploratorios, la entrega de los registros tomados se harà directamente al representante del Ministerio que asiste a la toma de dichos registros.

Artículo 72. Para cambiar la forma de completamiento de un pozo o para realizar cualquier alteraciòn de las condiciones actuales del mismo, o para abandonarlo, el operador deberà solicitar permiso al Ministerio por medio del formulario que designe el Ministerio (10DGH9, "Permiso sobre Trabajos Posteriores al Completamiento Oficial". Quince (15) dıas despuès de terminado el trabajo, el operador deberà informar sobre los resultados del mismo, por medio del formulario (13 DGH), "Informe sobre Trabajos Posteriores al Completamiento Oficial". En los casos de abandono de pozos, el informe se rendirà en el formulario (14DGH), "Informe sobre Taponamiento y Abandono".

Artículo 73. Cuando un pozo se complete en forma múltiple, el operador informará sobre los resultados del trabajo en el formulario que para tal fin se tenga (15DGH), "Informe de Completamiento Múltiple".

CAPITULO I

EXPLOTACION DE PETROLEO, CONDENSADO Y GAS

Artículo 74. Todos los pozos completados como productores, inyectores, o de observación, deberán proveerse de equipo adecuado en la superficie y en el subsuelo, que permita el control apropiado de la producción o inyección de fluidos, la toma de presiones de fondo y evite la mezcla de la producción de hidrocarburos provenientes de diferentes horizontes.

Artículo 75. El Ministerio de Minas y Energía determinará la clasificación de un pozo y/o yacimiento según el caso y podrá reclasificarlos a solicitud del Operador.

Artículo 76. El Ministerio de Minas y Energía puede autorizar a el operador a realizar pruebas extensas como sigue:

1. Cuando se trate de un pozo, un grupo de pozos o un campo, que se encuentre dentro del período exploratorio, antes de autorizarse su iniciación por resolución, la compañía operadora deberá efectuar ante la Dirección General de Hidrocarburos una presentación que justifique la necesidad de adelantar las pruebas extensas, donde se den ha conocer los diferentes parámetros indispensables que se requieren para el estudio, entre los cuales se tiene el manejo del crudo, comportamiento inicial del yacimiento, formaciones productoras, tipo de energía del yacimiento, parámetros petrofísicos, volumen estimado de reservas, declinación estimada de Presión contra tiempo y análisis de fluidos que conlleven a la evaluación económica que se busca del área productora de hidrocarburos.

2. El tiempo que se otorga para las pruebas va de tres a seis meses, de acuerdo al objetivo final de la prueba, tiempo en el cual la compañía mensualmente debe presentar un informe relacionando todos los resultados de acuerdo a lo inicialmente aprobado.

Al término de la prueba, la empresa hará una presentación final ante la Dirección General de Hidrocarburos relacionada con los resultados obtenidos junto con sus conclusiones y recomendaciones y a su vez dejará una copia del informe correspondiente.

3. Los hidrocarburos producidos durante las pruebas quedan sometidas al pago de las regalías correspondientes estipuladas por la norma.

4. En ningún momento las pruebas extensas autorizadas pueden ser causal de ampliación de términos de tiempo dentro de las obligaciones del contrato.

5. Las pruebas extensas para los pozos de gas se autorizarán de acuerdo al programa de presentación de la solicitud ante la Dirección General de Hidrocarburos, la cual se llevará a cabo mediante el uso del método de Isocronas modificadas en tiempo cortos pero lo suficientemente largos para su relación.

6. La compañía deberá contar con las facilidades mínimas necesarias y seguras para la realización de las pruebas.

Artículo 77. Por lo menos treinta (30) días antes de la fecha de iniciación de la explotación, el interesado deberá presentar al Ministerio, en original y copia, un informe completo que contenga los datos señalados en el artículo siguiente.

Artículo 78. El informe debe contener:

1. Las últimas interpretaciones de estudios geológicos, mapas, columna estratigráfica y cortes del área que va a entrar en explotación.
2. Descripción litológica detallada de las formaciones generadoras y acumuladoras que incluya intercalaciones, porcentaje del espesor total de dichas formaciones, espesores promedios, variaciones, límites estratigráficos, edad litológico - paleontológica y correlación con otras formaciones.
3. Información tectónica del área, que incluya los aspectos estructurales regionales y una descripción de cada estructura.
4. Resumen de la geología histórica del área así como su evolución tectónica, tiempo de migración y entrapamiento de los hidrocarburos, características de la cuenca, etc.
5. Copias reproducibles de las secciones sísmicas analógicas o procesadas de área o densidad variables, de la totalidad de las líneas sísmicas levantadas en la misma, así como copias de cualquier otro tipo de estudio de carácter geofísico.

Si esta información ya se ha enviado anteriormente, basta mencionar tal hecho y la fecha de su envío.

6. Estudios de correlación estratigráfica entre los diferentes pozos, así como cualquier otro tipo de estudios de carácter sedimentológico o estratigráfico.

7. Resumen sobre los pozos perforados, indicando intervalos abiertos, prueba de producción, ratas de flujo, características de los fluidos producidos y presiones de fondo.
8. Cálculos de reservas, con indicación de los métodos empleados y ecuaciones y técnicas usadas; razones para descartar otros métodos y propiedades utilizadas en los cálculos tanto de la roca como de los fluidos.
9. Mapas isopacos, estructurales, isótopos de facies a escala 1:25000 elaborados.
10. Descripción del yacimiento incluyendo mecanismos de producción, reservas de petróleo y gas
11. Mecanismos de producción detectados en los yacimientos.
12. Memoria de los diseños de las facilidades de producción, con las características de los equipos de separación y de tratamiento y un informe de los planes de contingencia para el campo en explotación.

Artículo 79. Todo pozo debe disponer mínimo dos estranguladores (choke) variables uno de ellos deberá tener la capacidad de ser operado a control remoto, los cuales deberán ser aprobados por Ministerio de Minas y Energía.

Párrafo: En el momento de ponerse a producir por primera vez un pozo se debe realizar pruebas multirata para determinar el índice de productividad y el punto óptimo de producción, para determinar el choque óptimo, los cuales no podrán ser cambiados sin autorización previa del Ministerio

Artículo 80. Toda producción proveniente de más de una zona o de más de un pozo hacia una batería, deberá realizarse por líneas de flujo individuales, pero el Ministerio en casos especiales podrá disponer de las excepciones para este requerimiento.

Artículo 81. El Ministerio podrá aprobar la adecuación de líneas comunes de flujo para la producción de un campo donde por condiciones económicas y considerando la productividad de cada pozo y el impacto ambiental de cada línea, la instalación de líneas individuales no sean prácticas.

Artículo 82. Todo operador de un campo en producción deberá preparar un manual de pruebas de fiscalización de crudo, condensado y gas, el cual será puesto a consideración para su aprobación al Ministerio de Minas y Energía quince (15) días antes del inicio de las operaciones.

Parágrafo: Para la preparación del manual de pruebas y fiscalización, el Ministerio tendrá la participación de un funcionario en la realización de dicho manual.

Artículo 83. Todo operador deberá instalar en las diferentes líneas medidores de presión, temperatura, flujo, válvulas y controles de nivel a los equipos, los cuales deben tener la capacidad de registrar las propiedades y controlar el flujo en las diferentes líneas a la entrada y salida de cada equipo. Tales equipos y medidores deberán tener previamente la aprobación del Ministerio de Minas y Energía y mantenerse calibrados.

Artículo 84. Toda producción de pozos de petróleo ó condensado deberá pasar por un sistema de separación de gas. Los separadores deberán ser diseñados con suficiente capacidad y deberán operar eficientemente para prevenir el desperdicio de petróleo y para que no sean afectados por los cambios de temperatura ambiente.

Artículo 85. Todo pozo de petróleo, condensado o gas deberá dentro de los treinta (30) días siguientes a su completamiento ser sometidos a pruebas de:

1. Potencial de producción del pozo, ya sea petróleo, condensado o gas.
2. Relación de gas-aceite
3. Relación agua-aceite
4. Presión estática de fondo y presión de fondo fluyendo
5. Máxima capacidad de producción.

Artículo 86. El uso de las bombas de succión par hacer el vacío en cualquier formación que contenga petróleo o gas, sólo podrá hacerse previa autorización del Ministerio.

Artículo 87. El operador debe solicitar permiso al Ministerio, de cualquier tipo de levantamiento artificial, deberá presentar la justificación técnico-económico para realizar dichos trabajos, este permiso debe ser solicitado mediante el formulario (12 DGH) que para tal fin tenga o designe el Ministerio, el cual deberá contener entre otros datos específicos para los diferentes tipos de levantamiento, tales como bombeo electrosumergible, bombeo mecánico y bombeo hidráulico o disponer de formas o formatos específicos para cada uno de ellas.

CAPITULO V

CONTROL DE YACIMIENTOS

Artículo 88. Todo yacimiento de petróleo, condensado o gas deberá explotarse individualmente y sus pozos completados, mantenidos y operados de acuerdo con las características del yacimiento en particular salvo en los siguientes casos y previa autorización del Ministerio.

1. Cuando dos o más yacimientos o intervalos superyacentes tengan características similares.

2. Cuando dos o más yacimientos o intervalos superyacentes tengan características diferentes pero su explotación separada sea antieconómica y permita regímenes de flujo que no dañen la formación o la posibilidad de una recuperación más eficiente.

Artículo 89. El Ministerio determinará si un pozo o yacimiento es de gas (dry gas), de petróleo (black Oil) o de condensado, según el caso y podrá reclasificar pozos o yacimientos que produzcan petróleo o gas natural, si es el caso.

Artículo 90. Ningún pozo de petróleo se podrá producir por encima de su rata de producción más eficiente. Para este efecto, se controlará la relación gas-aceite y la relación agua-aceite de cada pozo. El Ministerio comunicará por medio de oficio al operador cualquier anomalía para que éste tome de inmediato las medidas necesarias para su corrección. Si no se lograren resultados positivos el Ministerio, sin más actuación, ordenará el cierre del pozo.

Artículo 91. Todo pozo productor deberá someterse a pruebas de relación gas-aceite dentro de los 30 días siguientes a su completamiento. Sin embargo, el Ministerio podrá disponer periódicamente cuando así lo determina la realización de pruebas de relación Gas-Aceite adicionales.

Artículo 92. La relación Gas-aceite de los pozos productores de un yacimiento de petróleo, no deberá ser superior a la indicada por el índice óptimo de productividad. Salvo en el caso en que la Dirección General de Hidrocarburos, por razones específicas autorice una relación superior. En todo momento La Dirección General de Hidrocarburos podrá solicitar a el operador la información correspondiente con el fin de fijar, controlar, cambiar el límite de la relación gas-aceite.

Artículo 93. Todo pozo productor de petróleo deberá ser sometido a pruebas de relación agua-aceite de acuerdo con los sistemas y frecuencias que fije el Ministerio. Así mismo, el Ministerio fijará o podrá cambiar el límite máximo permisible de la relación agua-aceite en cada pozo, según el mecanismo imperante en el yacimiento. Una vez fijada esta relación, todo pozo que las sobrepase deberá ser sometido a trabajos de reacondicionamiento para rebajarla. Si los trabajos son infructuosos, se ordenará de inmediato el cierre del pozo.

Artículo 94. Todo pozo de petróleo o gas deberá ser sometido a pruebas de presión de fondo dentro de los 30 días siguientes a su completamiento.

Artículo 95. Quince (15) días después de terminada una prueba de potencial de pozos de gas, se deberá enviar el formulario que para ésto tenga asignado el Ministerio, (24DGH) "Pruebas de Gas".

Artículo 96. En los pozos de gas, el Ministerio ordenará, cuando lo estime conveniente, realizar pruebas para determinar la capacidad máxima de producción. Y se tendrá que reportar en el formulario que el Ministerio designe para ello.

Artículo 97. El yacimiento en explotación, las pruebas de presión de fondo se efectuarán en la forma en que el Ministerio lo ordene, en pozos representativos escogidos de común acuerdo entre el Ingeniero de Zona respectivo o el funcionario que para tal efecto se designe y el representante del operador en el campo.

Artículo 98. En cada uno de los pozos escogidos como representativos del yacimiento, deberá hacerse por lo menos una prueba de presión por semestre. Cuando se emplee bomba, ésta deberá calibrarse antes y después de cada prueba. Si las calibraciones, concuerdan en un uno por ciento (1%), la exactitud del instrumento se considerará aceptable.

Artículo 99. Los pozos que muestren presiones anormales deberán someterse a trabajos de corrección, y si estos trabajos fueren infructuosos, el Ministerio ordenará de inmediato el abandono de dichos pozos.

Artículo 100. Todo que desee realizar ensayos o proyectos de recuperación secundaria, debe solicitar permiso al Ministerio de Minas y Energía, por medio de los formularios que éste designe para los siguientes fines

1. Proyecto de Recuperación Secundaria por inyección de agua, (15DGH)
2. Proyecto de Recuperación Secundaria por Desplazamiento Miscible (16DGH)
3. Proyecto de Recuperación Secundaria por Inyección de vapor (17 DGH).

Artículo 101. Para cualquier proyecto de recuperación en el cual se use un fluido diferente al gas o al agua, se solicitará permiso al Ministerio junto con un estudio que contenga:

1. Nombre y descripción del yacimiento y el cambio donde está localizado.

2. Mapas estructurales, isopacos e isobáricos del yacimiento, que muestren todos los pozos perforados y las localizaciones de pozos adicionales.
3. Fluido que va a ser inyectado, su fuente y las cantidades diarias que se espera inyectar.
4. Representación gráfica del comportamiento del yacimiento por agotamiento natural y por el método propuesto, sus recobros, con las ecuaciones y técnicas usadas para los cálculos.
5. Razones para descartar otros métodos, y
6. Resultados de los proyectos pilotos que se hayan efectuado.

Artículo 102. La suspensión o abandono de cualquier proyecto de recuperación secundaria o de mantenimiento de presión de un yacimiento, deberá contar con la previa autorización del Ministerio. Para tal efecto, el operador suministrará toda la información de carácter técnico y económico que le sea solicitada.

Artículo 103. Dentro de los treinta (30) primeros días de cada año calendario, el operador de petróleo o gas que realice trabajos de recuperación secundaria enviará al Ministerio la siguiente información sobre el período anterior:

1. Informe Anual sobre Operaciones de Recuperación Secundaria
2. Informe Anual sobre mantenimiento de Presión.

Artículo 104. Dentro de los primeros quince (15) días de cada mes, el explotador enviará al Ministerio, debidamente diligenciada por el Ingeniero de Zona respectivo, la información sobre las operaciones realizadas en el mes anterior.

Artículo 105. La información de que trata el artículo precedente, deberá contener:

1. Informe Mensual de Producción para pozos de petróleo o condensado.
2. Informe Mensual sobre Ensayos de Potencial de Pozos de Petróleo.
3. Informe Mensual de Producción de Pozos de Gas.
4. Inyección Mensual de Vapor.
5. Informe Mensual sobre Inyección de Agua y Producción

6. Informe Mensual sobre Mantenimiento de Presión por Inyección de Gas.
7. Informe Anual sobre Mantenimiento de Presión por Inyección de Gas
8. Informe Mensual sobre Desplazamiento Miscible y
9. Informe Anual sobre Operaciones de Desplazamiento Miscible

CAPITULO VII

UNIFICACION DE YACIMIENTOS

Artículo 106. Al comprobarse la existencia de yacimientos de hidrocarburos comunes a dos o más contratos, ya sea dentro de diferentes figuras jurídicas del mismo, las Compañías Operadoras involucradas se verán obligadas a celebrar un convenio de explotación unificada con el objeto de lograr la explotación racional de los yacimientos de hidrocarburos como una unidad natural.

Artículo 107. A petición de la Dirección General de Hidrocarburos, cualquier yacimiento que cubra áreas otorgadas a diferentes Compañías Operadoras, deberá unificarse. Si dentro de los ciento ochenta (180) días posteriores a la notificación del Ministerio, las Compañías Operadoras involucradas, no han presentado a la Dirección General de Hidrocarburos un acuerdo, el Ministerio podrá fijar reglas que la regirán, las cuales obligan a las Compañías Operadoras involucradas. En todo caso los acuerdos de unificación, están sujetos a la aprobación del Ministerio.

Artículo 108. Para fines de la evaluación técnica en conjunto con los aspectos legales que pueden involucrarse en el convenio de unificación, deberá crearse un Comité Técnico el cual estará conformado por el Jefe de la Dirección General de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía y su suplente y un representante de las Compañías Operadoras involucradas con su respectivo suplente; y un Comité de orden Legal, el cual debe conformarse por el Jefe de la División Legal de Hidrocarburos y su suplente y un representante de las Compañías Operadoras y sus suplentes.

Artículo 109. El Ministerio de Minas y Energía podrá calificar sobre las bases técnicas y legales pertinentes, el régimen de explotación unificada a solicitud de dos o más de las compañías operadoras involucradas, con el fin de obtener la máxima recuperación, así el proyecto de desarrollo requiera que los hidrocarburos sean obligados a emigrar de un contrato a otro.

Artículo 110. La explotación del yacimiento común en forma unitaria, se realizará manteniendo, quienes están facultados para producirlos sus derechos de explotación y el carácter de obligatoriedad hasta el finiquito de los mencionados derechos, o del agotamiento del yacimiento, para evitar la renuncia unilateral de una de las partes integrantes en perjuicio de las demás.

Artículo 111 . La unificación sólo es aplicable a áreas en donde existe un yacimiento común comprobado por dos o más participantes con derechos para la participación del hidrocarburos; o por la Dirección General de Hidrocarburos.

Artículo 112. Lo reglamentado en este capítulo, regirá para:

1. Yacimientos en estado de agotamiento, sujetos a operaciones de recuperación secundaria.
2. Yacimientos de hidrocarburos desarrollados parcialmente.
3. Yacimientos de hidrocarburos completamente desarrollados.
4. Yacimientos de hidrocarburos recién descubiertos y sin desarrollo.

En todo caso deberá existir la compensación a quien corresponda por el drenaje que pudiera existir antes o después de la firma del convenio.

Artículo 113. La fecha efectiva para la iniciación de la unificación se considerará como el último día en que el yacimiento se encontraba en sus condiciones originales, la fecha de terminación del convenio se contempla hasta el agotamiento pero, en la fecha de caducidad de los contratos. De todas formas las partes estarán sujetas a someterse a los Tribunales Colombianos para dirimir cualquier controversia que pueda surgir de la celebración de estos convenios. Aún, si una de las partes no está envuelta en este tipo de diferencias, puede mantenerse el margen de ella, pero en todo caso, la afectará cualquier decisión que se tome respecto al yacimiento.

Artículo 114. Desde la fecha en que se firme dicho convenio, las compañías Operadoras deberán dar cumplimiento a lo establecido en el presente reglamento, considerando que el yacimiento se comienza a tratar como una unidad natural.

Artículo 115. Cada parte tendrá el derecho de realizar, fuera del yacimiento unificado, las operaciones de exploración y explotación, pero manteniendo el carácter de prioridad en el área unificada con respecto a la explotación que deba realizar cada compañía Operadora individualmente.

Artículo 116. La producción y manejo del petróleo y del gas o de sus derivados, deberá ejecutarse en tal forma que no cause desperdicio físico ni económico de los mismos.

CAPITULO VI

PREVENCIÓN DE CONTAMINACIÓN

Artículo 117. Todos los operadores, perforadores, transportadores, distribuciones, compañía de servicios o contratistas, deberán en todo tiempo efectuar las operaciones de perforación, de montaje y manejo de equipo, de taponamiento y abandono de pozos, de transporte y almacenamiento, en tal forma que se prevenga el desperdicio del petróleo y del gas por escape de los yacimientos, pozos, tanques, tuberías y otros conductos o equipos.

Artículo 118. Deberá evitarse la quema de petróleo o gas provenientes de las pruebas de formación o de producción en pozos exploratorios o de desarrollo, a menos que lo autorice el Ministerio.

Se exceptúa de esta disposición, el petróleo o gas provenientes de las pruebas hechas a través de la tubería de perforación, pruebas de Formación tipo DST, cuando estas pruebas tengan por objeto averiguar el tipo de fluido que contienen las formaciones. También se exceptúan el petróleo o gas provenientes de la primera prueba hecha a un pozo una vez completado, cuando ésta no exceda de 24 horas.

Artículo 119. Todo operador deberá adelantar trabajos tendientes a recuperar reservas de petróleo adicionales a la producción primaria cuando técnica y económicamente sean aconsejables. El Ministerio podrá suspender dicha operación si ella no se efectúa en forma correcta.

Artículo 120. La producción de petróleo de yacimiento de condensado deberá efectuarse con el reciclaje del gas que se produzca, y si esto no fuere económico, el gas deberá ser utilizado industrialmente.

Artículo 121. Todo explotador de petróleo o de gas deberá poner en práctica las medidas necesarias para utilizar el gas producido con el petróleo, para los propósitos que en orden de prelación se indican:

Mantenimiento de presión del yacimiento, o recuperación secundaria, de acuerdo con los procedimientos técnicos reconocidos en la industria.

Extracción de gasolina natural y otros líquidos contenidos en el gas húmedo.

Uso industrial o doméstico, incluso como combustible en las propias instalaciones del explotador, o para generación de energía eléctrica; y

Inyección en el subsuelo para su almacenamiento, de acuerdo con las técnicas y procedimientos aceptados en la industria.

Artículo 122. El gas residual de plantas de gas no podrá ser quemado si el volumen permite su uso industrial o puede ser inyectado a yacimientos para propósitos de recuperación secundaria, de mantenimiento de presión o de almacenamiento en el subsuelo para su uso futuro.

Artículo 123. Si pasados tres (3) años a partir de la fecha de la iniciación de la explotación de un yacimiento, el explotador no ha utilizado el gas proveniente de tal yacimiento, el Gobierno podrá disponer gratuitamente de él, de acuerdo con el artículo 14 de la Ley 10 de 1.961.

Artículo 124. El explotador no podrá producir el gas proveniente de un yacimiento de gas, a menos que el gas asociado producido de un yacimiento de petróleo esté siendo aprovechado en su totalidad, o que el Ministerio, por circunstancias especiales, lo autorice expresamente a ello.

Artículo 125. Los exploradores o explotadores de petróleo o gas, los operadores de oleoductos, gasoductos, tanques y estaciones de recolección, en los cuales se produzca, transporte o almacene petróleo, gas, agua salada o salobre, o fluidos de perforación, tomarán todas las precauciones para evitar la contaminación de las aguas de superficie del subsuelo o de la plataforma continental submarina. Estas medidas preventivas serán vigiladas por funcionarios de la Dirección General de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Petróleos, quienes solicitarán a los responsables de la operación, tomar en cada caso todas las medidas para evitar contaminaciones previsibles. En caso de derrames fortuitos de materiales contaminantes al operador dará aviso inmediato al Ministerio, indicando la localización del daño ocurrido y las medidas que ha tomado para remediarlo.

Todas las operaciones de perforación, producción, transporte y almacenamiento, se efectuarán de tal manera que eviten la contaminación de las aguas y para tal efecto se tomarán las siguientes medidas:

Cuando el agua salada producida cause perjuicios a la agricultura o a la ganadería se deberá confinar en estanques o piscinas de tierra de paredes totalmente impermeables, que eviten filtraciones o contaminaciones de otras aguas, o

inyectarlas en estratos que hayan sido productores de agua salada, previo permiso del Ministerio de Minas y Energía.

Para demostrar que el agua salada no es nociva a la agricultura o a la ganadería, el explotador de petróleo o gas deberá obtener del Ministerio del Medio Ambiente el comprobante respectivo.

1. El desagüe de residuos líquidos en las aguas del mar territorial se limitará a los de agua salada. Otros materiales líquidos deberán ser tratados para remover los elementos que puedan ser perjudiciales a la fauna y a la flora marinas, o nocivos para la vida humana, o que afecten las propiedades públicas o privadas.
2. Por ningún motivo se permitirán desagües de petróleo o de sus derivados en aguas del mar territorial, en zonas de agua dulce, lagos, lagunas, ríos, riachuelos, etc. En las zonas de agua dulce utilizados para servicios públicos, se evitarán, además, el desagüe de agua salada.
3. Todas las plataformas de perforación o de trabajos posteriores ("Workovers") fijas o móviles que operan en el mar territorial o en zonas de agua dulce, tendrán en funcionamiento uno o más tanques de recolección a donde confluyan los drenajes de las plataformas y donde se recojan los residuos producidos por derrames de materiales líquidos considerados como contaminantes. Estos residuos deberán ser descargados en tierra.
4. En operaciones costa-afuera, los residuos sólidos combustibles podrán ser quemados y sus cenizas arrojadas al mar. En zonas de agua dulce no se permitirá esta operación.
5. Los desperdicios sólidos no combustibles deberán ser depositados en tierra.
6. En los terminales marítimos deben existir instalaciones apropiadas que puedan manejar el lastre que utilizan los barcos transportadores de petróleo.
7. En las zonas ocupadas por establecimientos industriales de terceros, no se permitirá ninguna operación de perforación, producción, almacenamiento, etc., de petróleo.

En dichas zonas, el Ministerio, en cada caso, podrá utilizar la perforación de pozos direccionales y su completamiento como tales.

8. Todas las tuberías diseñadas para conducir petróleo, gas condensado u otros productos desde un campo o plataforma al lugar de recolección deberán

equiparse con válvulas de cierre automático en los puntos críticos del sistema de tuberías.

9. Los tanques de almacenamiento de petróleo colocados en plataforma o en el lecho del mar, deberán estar dotados de instrumentos de cierre automático que eliminen los derrames de petróleo, y
10. Las líneas del aire de los separadores, pueden colocarse bajo el agua, siempre y cuando dichos separadores funcionen eficientemente.

Artículo 126. Los operadores responsables de cualquier tipo de contaminación, removerán a su costa de la zona afectada, cualquier material contaminante. El Ministerio podrá suspender de plano las operaciones de perforación, producción, transporte o almacenamiento, cuando se compruebe que se han violado las normas consagradas en este capítulo.

CAPITULO VII

ALMACENAMIENTO DE PETROLEO, CONDENSADO Y GAS

Artículo 127. Los tanques de almacenamiento se deberán colocar a las siguientes distancias, medidas a partir del extremo inferior de los mismos:

1. De una carrera principal, la distancia equivalente a un diámetro del tanque.
2. De carrileras, la equivalente a un diámetro y medio.
3. De edificios y bodegas, la equivalente a dos diámetros.
4. De vivienda y lugares en los cuales se produzcan llamas, la equivalente a tres diámetros.

Los tanques y otros equipos utilizados para el almacenaje y tratamiento de petróleo o gas, deberán ser protegidos con pintura contra las inclemencias del tiempo y la corrosión.

Artículo 128. Todo ⁵ tanque de almacenamiento de petróleos deberán estar debidamente aforados y cerrados mediante la construcción de un muro de tierra apropiado que circunde el área de los tanques de un muro de tierra apropiado que circunde el área de los tanques de almacenamiento de petróleo o gas y que forme un recinto cerrado, cuya capacidad deberá ser igual a una y media (1 ½) veces la capacidad del tanque o tanques circundados por tal muro. Este recinto deberá

conservarse en buen estado para asegurar la impermeabilidad de las paredes y no deberá dejarse acumular en su interior vegetación, agua o petróleo.

CAPITULO VIII

¡NFORMES TECNICOS ANUALES

Artículo 129. Toda operador, deberá presentar el informe anual de Geología y Geofísica al Ministerio de Minas y Energía, con destino a la Dirección General de Hidrocarburos, antes del 1° de marzo de cada año, la siguiente información referente al año calendario inmediatamente anterior.

Una Memoria Geológica y Geofísica, con las siguientes informaciones:

1. Introducción, que comprende los siguientes puntos:
 - Objeto del informe;
 - Documentos y fuentes de información utilizados;
 - Período que comprende el informe; y
 - Persona responsable de la Memoria Geológica y Geofísica, con indicación del número de la matrícula profesional.

2. Geología:
 - Informe geológico, que comprenda, conforme a lo estipulado en el artículo 15.
 - 2.1 Geología general;
 - 2.2. Estratigrafía:
 - Nombres de las formaciones;
 - Existencia de las mismas y su nomenclatura;
 - Litología;
 - Espesor y contactos;
 - Edad y correlación; y
 - Ambiente de sedimentación;
 - 2.3 Geología estructural:
 - Descripción general;
 - Descripción de las estructuras del área;
 - Relaciones regionales;
 - 2.4 Geología histórica;
 - 2.5 Geología del petróleo;

- Origen, migración y entrapamiento de los posibles hidrocarburos, en el período de exploración, o de los yacimientos en el período de explotación;
- Fzuma lero de petróleo o gas en la región;
- Descripción detallada de las formaciones que potencialmente acumulan o producen hidrocarburos;
- Definición de los intervalos productores, contactos agua-aceite y gas-aceite área de cierre, etc.;

2.6 Pozos exploratorios perforadores en el área:

- Nombre del pozo;
- Localización;
- Estratigrafía;
- Muestras de hidrocarburos;
- Conclusiones;

2.7 Plan de actividades para el siguiente período.

3. Geofísica:

- Informe geofísico, que comprenda:

3.1. Métodos geofísicos empleados en el área;

3.2. Compañías de servicio utilizadas para los levantamientos;

3.3 Número de kilómetros de líneas levantadas;

3.4 Número de cuadrillas-mes utilizadas;

3.5 Resultados del estudio sísmico;

3.6 Análisis de velocidad;

3.7 Conclusiones de los puntos anteriores;

3.8 Extensión de las líneas;

3.9 Tipo de registros;

3.10 Proceso de filtrado desde la iniciación del levantamiento hasta la producción final.

4. Documentos anexos:

4.1. Mapa índice del área a escala apropiada;

4.2 Mapa topográfico o batimétrico a escala apropiada;

4.3 Mapa geológico de superficie a escala apropiada;

- 4.4. Secciones geológicas longitudinales y transversales a la misma escala del mapa geológico base;
 - 4.5. Líneas sísmicas interpretadas, que sirvieron como base para la elaboración de los mapas de contornos estructurales o para la localización de los pozos perforados en el área;
 - 4.6. Columna estratigráfica generalizada;
 - 4.7. Mapa base con todas las líneas de exploración geofísica levantadas;
 - 4.8. Copia del informe geofísico final elaborado por la compañía de servicio que efectuó el levantamiento;
 - 4.9. Copias reproducibles de todas las líneas geofísicas levantadas en el área, debidamente procesadas y corregidas;
 - 4.10. Mapas de contornos estructurales, con especificación de los horizontes sísmicos empleados, funciones de velocidad, etc.;
 - 4.11. Diagramas tiempo - profundidad - velocidad que se hayan elaborado;
 - 4.12. Resultados de exámenes paleontológicos;
 - 4.13. Mapas de facies, de salinidad, litológicos, etc., que incluyan los diagramas de correlaciones;
 - 4.14. Copias reproducibles, sepias o sus equivalentes, de mapas de gravedad final (Bouger) y de la localización de las estaciones correspondientes, cuando se trate de estudios gravimétricos;
 - 4.15. Copias reproducibles, sepias o sus equivalentes, de los mapas de intensidad total con las líneas de vuelo, o de las estaciones utilizadas y sus perfiles respectivos, cuando se trate de trabajos magnetométricos, y
5. Plan completo de actividades para el nuevo período.

Artículo 130. Cualquier tipo de estudio geológico o geofísico realizado durante el período de explotación, deberá ser suministrado al Ministerio de Minas y Energía, con el objeto de mantener actualizada toda la información referente a la materia de que trata este capítulo.

Artículo 131. Antes del 1° de marzo de cada año, todo operador enviará un informe de ingeniería, con destino a la Dirección General de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía, en original y copia, sobre las actividades del año calendario anterior y sobre los proyectos concretos que va a realizar en el año siguiente, informe que deberá contener.

1. Relación de los pozos de desarrollo perforados durante el año;
2. Relación de los trabajos de fracturamiento; de acidificaciones, de reperforaciones, etc.;

3. Cálculos de reservas de cada yacimiento productor, realizados por lo menos por dos de los siguientes métodos:
 - 3.1. Volumétrico;
 - 3.2 De balance de materiales;
 - 3.3 De curvas de declinación.
4. Estudios sobre comportamiento y mecanismos de los yacimientos.
5. Mapas isopacos, de relación gas-aceite, de relación agua-aceite y estructurales, que muestren la localización de los contactos en 31 de diciembre.
6. Índice de productividad.
7. Pronósticos de producción para el año siguiente.
8. Criterio seguido para la selección de los valores de los diferentes parámetros, y
9. Proyectos que van a realizarse en el año siguiente, en especial los de perforación de pozos, de iniciación o ampliación de cualquier sistema de recuperación secundaria o mantenimiento de presión y los planes de conservación y aprovechamiento del gas.

Artículo 131. Para todo yacimiento sometido a programas de recuperación secundaria o de mantenimiento de presión, el explotador adicionará el informe solicitado en el Artículo 120, con la siguiente información sobre el año calendario anterior:

1. Clase y calidad de los fluidos utilizados para la inyección o combustión In Situ.
2. Producciones acumuladas tanto de los fluidos producidos como de los inyectados y curvas de producción vs. tiempo.
3. Mapas individuales de relación gas-aceite (GOR) y agua-aceite (WOR) de los pozos productores y de presiones de fondo.
4. Espesores individuales de los intervalos productores o de los sometidos a inyección.
5. Extensión del área abarcada por el proyecto de recuperación secundaria.

6. Número, tipo, capacidad y especificaciones de las estaciones de inyección y producción que estén incluidas en el proyecto de recuperación secundaria.
7. Reajuste en los modelos o patrones de inyección utilizados.
8. Curvas de producción por arena, bloque o área, en el caso de que sean incluidas varias zonas en un mismo proyecto.
9. Operaciones de reacondicionamiento de pozos productores e inyectores.
10. Ratas y presiones utilizadas y comparación con las de los años anteriores.
11. Número de pozos convertidos de productores a inyectores.
12. Técnica de producción utilizada para separar las emulsiones que se presenten.
13. Sistemas de recolección y tipo del equipo utilizado para los productos obtenidos en el caso de combustión In Situ.
14. Información sobre los motivos y factores que se hayan tenido en cuenta para los reajustes de los pronósticos inicialmente presentados, y
15. Cálculos y ecuaciones usados para determinar el espacio poroso vacío (Fill-Up), antes de determinar el efecto de la inyección de fluidos.

Artículo 132. Cuando un operador utilice un modelo matemático para simular el comportamiento de un yacimiento u otras condiciones geológicas, geofísicas o de ingeniería relacionadas con la exploración o explotación de petróleo o gas, para presentarlo como fundamento técnico de cualquier solicitud sobre dichas actividades, o sobre informaciones solicitadas, Presentará para aprobación del Ministerio, las siguientes informaciones:

1. Tipo del modelo y características (dimensiones, fases, implícito, explícito, etc.).
2. Ecuaciones utilizadas y su método de solución e incrementos de tiempo.
3. Criterios de convergencia, estabilidad y consistencia del modelo.
4. Tolerancia en balance de materiales.
5. En modelos numéricos se especificará el tipo de malla y el esquema en diferencias finitas.

6. Condiciones iniciales y de contorno.
7. Resultados.
8. Comparación inicial y anual con la historia del yacimiento.
9. Los pronósticos realizados por el modelo con los siguientes datos:
 - 9.1. Condiciones impuestas al modelo, tales como : Rata diaria de producción, rata mínima económica, relación gas-petróleo y porcentaje de agua que ocasionen el cierre o reparación de pozos.
 - 9.2. Alternativas que considera el modelo, tales como perforación de nuevos pozos, espaciamiento, métodos de recuperación primaria o secundaria, inyección, localización de pozos inyectores y fuente o disponibilidad de los fluidos inyectados.
 - 9.3. Planes asociados con la utilización del gas en el futuro, etc.
10. Tipo de computador requerido, clase, capacidad de memoria y sistemas auxiliares.
11. Tiempo real invertido en la simulación.
12. Conjunto de datos sobre la propiedad de las rocas y fluidos, historia de producción, dimensión de la malla, permeabilidad, porosidad, saturaciones y presiones por bloque, etc., usados por el modelo, fuente de donde se obtuvieron los datos y criterio utilizado para la selección de ellos.
13. Limitaciones del modelo.
14. Diagrama de flujo del programa principal, de los subprogramas y de cada una de las subrutinas usadas por el modelo, y
15. Programa completo en el lenguaje en que fue escrito.

Artículo 133. El Ministerio de Minas y Energía y el operador acordarán las condiciones en las cuales el modelo deberá funcionar, con el objeto de decidir entre las diversas alternativas que se presenten en el estudio.

Artículo 134. El Ministerio de Minas y Energía podrá exigir la utilización de un modelo matemático que muestre el comportamiento del yacimiento, en aquellos casos que considere necesario.

Artículo 135. El Ministerio podrá exigir la permanencia de un funcionario suyo durante el periodo de ajuste entre el modelo y la historia de producción. Tal funcionario podrá igualmente presenciar la operación del modelo bajo las diversas posibilidades que existan.

Artículo 136. El interesado deberá suministrar a los representantes del Ministerio encargados de supervigilar los ajustes entre el modelo y la historia de producción, el transporte, el alojamiento y las demás facilidades que se requieran.

Artículo 137. Los estudios efectuados con modelos matemáticos deberán acompañarse de mapas, en los cuales se muestre el avance de los contactos gas-petróleo y de agua-petróleo, así como la distribución de las saturaciones de gas, petróleo y agua en diferentes periodos de adecuada duración en las predicciones. Estos estudios deberán contener, además:

1. Curvas usadas en los cálculos de las propiedades de los fluidos.
2. Curvas de permeabilidades relativas y de flujo fraccionario si se usaren.
3. Curvas de presión capilar.
4. Curvas de producción diaria, de producción acumulada de los fluidos y de presión contra tiempo, tasas de producción, etc.
5. Perforación de nuevos pozos y reacondicionamiento de pozos contra tiempo.

Artículo 138. Una vez realizado cualquier estudio que considere la reevaluación de un yacimiento, factibilidad de una recuperación secundaria etc. La compañía Operadora deberá enviarlo a la Dirección General de Hidrocarburos, sin perjuicio de lo establecido en los artículos concernientes a la Iniciación de Explotación.

Artículo 139. Toda compañía Operadora de acuerdo a los informes de que tratan el artículo 28 del Código de Petróleos y el 10 del Decreto 1348 de 1961, deberá especificar los siguientes rubros :

Costos de operaciones de exploración y explotación que se causen en el año acompañado éste del inventario físico de campo y bodega anual por contrato.

Artículo 140. La Compañía Operadora, presentará a la Dirección General de Hidrocarburos, cada unualidad, el balance de situación y el de pérdida y ganancias, así como la contabilidad de costos del ejercicio económico del año anterior.

CAPITULO VIII

Ministerio de Minas y Energía
BIBLIOTECA

DISPOSICIONES FINALES

Artículo 141. Una vez otorgada la iniciación de explotación para los yacimientos específicos de un campo, la compañía operadora no podrá terminar yacimientos que no formen parte del campo inicialmente evaluado.

Artículo 142. Las comunicaciones, los informes, estudios especiales y en general toda la documentación que las compañías Operadoras deben presentar ante el Ministerio de Minas y Energía, se considerarán como declaración jurada, deberán estar firmadas por sus representantes legales o el representante autorizado por la compañía ante el Ministerio quien deberá ser el Jefe de Ingeniería o el Jefe de Exploración según el caso, y se sujetarán a lo dispuesto en las leyes pertinentes en los casos de falsedad intencional.

En los casos en que la información sea tramitada a través del Ingeniero de Zona, se entenderá como representante autorizado en los campos, para estos efectos, el superintendente General del Campo o, en su defecto, el Jefe de Ingeniería.

Artículo 143. Toda la información relacionada con Ingeniería y Geología de petróleo presentada al Ministerio de Minas y Energía, deberá ser firmada por el respectivo profesional con matrícula.

Artículo 144. El Ministerio de Minas y Energía señalará por medio de resolución, las zonas en que se divida el país para efectos de la vigilancia del cumplimiento de las normas contenidas en el presente Decreto.

Artículo 145. Todo funcionario del Ministerio de Minas y Energía debidamente facultado por éste, tienen autoridad para hacer cumplir el presente reglamento, de acuerdo a lo estipulado en la Ley 20 de 1984.

Artículo 146. La Dirección General de Hidrocarburos podrá convocar, cuando lo estime conveniente, a reuniones técnicas para discutir asuntos relacionados con cualquier aspecto de las actividades de la Compañía Operadora a las cuales deberán concurrir técnicos especializados en la materia correspondiente, y podrá solicitar

cuando juzgue necesario que se amplie o se complete la documentación que se solicite en cualquiera de los Artículos del presente Decreto.

Artículo 147. Dos (2) años antes de la reversión de un contrato al país, se conformará una comisión integrada por funcionarios de la Dirección General de Hidrocarburos, nombrados por el Ministro de Minas y Energía, funcionarios de la Empresa Colombiana de Petróleos nombrados por su Presidente y funcionarios de la Compañía Operadora para la entrega - recepción de los bienes según lo estipulado por las leyes colombianas. Esta comisión deberá ser presidida por el Director General de Hidrocarburos o por un funcionario de esta Dirección y deberá suscribir la respectiva acta de entrega - recepción, la cual debe contar con la aprobación del presidente de Ecopetrol.

Artículo 148. La compañía Operadora, en caso de terminación de un contrato bajo cualquier sistema, entregará a la Dirección general de Hidrocarburos en un plazo no menor de 180 días lo siguiente :

1. Toda la información de Ingeniería y Geología desarrollada durante las operaciones en el campo.
2. Listados de la malquerencia, instalaciones, equipos y demás bienes adquiridos, incluyendo especificaciones técnicas, manuales de operación y planos de los mismos.
3. Copia de todos los contratos de operación hechos con compañías de servicios.
4. Reportes de mantenimiento, registros de inspección y evaluaciones de equipos correspondientes a los últimos cinco años, así como, el programa de mantenimiento para el año siguiente a la fecha de terminación del contrato.
5. El inventario de repuestos y materiales para la operación en plantas, equipos y pozos.
6. Los libros de contabilidad actualizados, y
7. Cronograma de entrega de todas las instalaciones, equipos y demás bienes adquiridos para fines del contrato.

Artículo 149. Al término de un contrato por otra causa, la Compañía Operadora entregará la información señalada en el artículo anterior, en un plazo no mayor de sesenta (60) días contados desde la fecha de notificación hecha al Ministerio de Minas

y Energía. Para la entrega - recepción de los bienes respectivos, deberá integrarse un comité por profesionales de las diferentes especialidades.

Artículo 150. Toda información suministrada por las compañías Operadoras y de servicios será en idioma castellano. Las unidades de medida serán expresadas de conformidad con el sistema internacional de medidas y de acuerdo con los usos y prácticas internacionales de la industria petrolera.

Artículo 151. La Dirección General de Hidrocarburos deberá pronunciarse respecto de los programas, estudios y solicitudes dentro de los plazos establecidos para cada caso en el presente Decreto. De no hacerlo los mismos se considerarán aprobados.

Artículo 152. Las Empresas de Servicios y operadoras que adelanten exploraciones geofísicas deberán presentar al Ministerio de Minas y Energía, dentro de los quince (15) primeros días de cada mes, un informe de las operaciones realizadas en el mes anterior, de acuerdo al formato que para esto designe el Ministerio de Minas y Energía (6DGH).

Si han realizado operaciones diferentes a sísmica incluir:

1. Localización de las áreas de investigación con sus respectivas determinaciones
2. Longitud total de las líneas levantadas.
3. El Operador

Artículo 153. En caso de incumplimiento o infracción del presente reglamento, el Jefe de la División Legal de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía impondrá las sanciones de CINCUENTA MIL DOLARES (\$US 50.000). En todo caso, los gastos ocasionados por imposición de multas, indemnización de perjuicios o reparación de daños, no serán imputables a los costos de operación ni a los gastos generales.

Artículo 154. Todo operador deberá suministrar a los representantes del Gobierno encargados de supervigilar las operaciones, toda la información pertinente para el buen desempeño de sus labores además de transporte desde cualquier sitio del país al lugar de los trabajos y en el campo mismo, y en éste, deberá proporcionarles alojamiento y alimentación adecuados.

Artículo 155. Los aspectos no contemplados en este Decreto serán estudiados por el Ministerio de Minas y Energía.

Artículo 156. El Gobierno guardará la debida reserva sobre los datos suministrados en cumplimiento de las disposiciones contempladas en el presente Decreto, cuando

por naturaleza de ellos, la requieran en defensa de los legítimos intereses de las personas que los hayan presentado.

Artículo 157. Toda operador presentar un plan de contingencia para el manejo del gas de inyección teniendo en cuenta:

1. Las facilidades de superficie en cuanto a equipo de compresión, deben ser diseñados para manejar el 105% del volumen del gas producido, estos cálculos deben hacerse a una eficiencia de los equipos del 90%.

2. Para el cargue de los equipos, arranque y prueba de iniciación, esto se hará sólo durante 90 días, las quemas permitidas durante este período serán equivalentes al 400% del volumen del gas comprimido por el equipo durante 24 horas.

Después de 90 días de operación, las quemas no pueden exceder 1,2% del volumen del gas producido.

3. Para cumplir esta meta la compañía se deben comprometer a tener el equipo eficiente y en buen estado de funcionamiento.

**MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
DIRECCIÓN GENERAL DE HIDROCARBUROS**

AVISO DE INICIO DE OPERACIONES DE EXPLORACIÓN GEOLÓGICA Y GEOFÍSICA

1:1

OPERADORA: _____ CONTRATO: _____
 CUENCA: _____ MUNICIPIO: _____
 Compañía de Servicios que realizará los levantamientos: _____
 Fecha de inicio de operaciones: Día ____ Mes ____ Año ____
 Tiempo requerido para los levantamientos geofísicos: _____ Meses

Operaciones a realizar:

1. Magnetometría: _____ Km.
2. Gravimetría: _____ Km.
3. Magnetotelúrica: _____ Km.

INFORMACIÓN ADICIONAL:

- a) Informe el cual deberá contener un resumen con los objetivos propuestos, metodología a seguir y especificaciones y formas de los instrumentos a utilizar.
- b) Informe de los análisis de fotografías y de las imágenes de satélite y radar realizados para el área.

4. Sísmica: _____ Km.

Fuente de energía a utilizar:

EXPLOSIVO	CARGA A UTILIZAR (gr.)	PROFUNDIDAD DE LA CARGA (ft)
VIBRADOR	PESO A UTILIZAR (lb)	TIEMPO DE VIBRO (min)

NOTA: En caso de utilizarse otra fuente de energía deberá especificarse el tipo, mecanismos, equipos y una justificación para su utilización.

INFORMACIÓN ADICIONAL REQUERIDA:

1 : 2

- a) Informe de señalización Topográfica de la zona. con cartera de elevaciones y coordenadas.
- b) Informe de estudios geológicos regionales disponibles que se hallan realizado de la zona.
- c) Informe de los estudios de impacto ambiental.
- d) Estudios de suelos.
- e) Mapa base de localización del área donde se realizarán los trabajos a escala 1:50.000
- f) En caso de utilizarse otro tipo o método de investigaciones Geológicas o Geofísicas, éste deberá especificarse de acuerdo a todas sus características y parámetros por medio de los cuales se llevará a cabo.

Aviso presentado por:

Aviso recibido por:

Representante Compañía Operadora

Representante del Ministerio de Minas y Energía

Fecha de presentación: Día ____ Mes _____ Año _____

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA

DIRECCION GENERAL DE HIDROCARBUROS - SUBDIRECCION DE HIDROCARBUROS

DESCRIPCION DE ESTACION DE GRAVEDAD

NOMBRE DEL PROYECTO:		NOMBRE DEL CONTRATO:	
COMPAÑIA DE SERVICIOS:		COMPAÑIA OPERADORA:	
NOMBRE:		TIPO DE ESTACION:	
DEPARTAMENTO:	CIUDAD:	REGION:	
COORDENADAS			
LATITUD: ° ' "	LONGITUD: ° ' "	ALTURA (snmm):	
NORTE (m)	ESTE (m):	ORIGEN:	
LOCALIZACION: _____			
ACCESO: _____			
POSICION EXACTA: _____			
FOTOGRAFIA:		CROQUIS:	
TIPO DE MATERIALIZACION:		DESCRITO POR:	FECHA:

Forma 4DGH: Formato par la descripción de las estaciones gravimétricas.

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA
DIRECCION GENERAL DE HIDROCARBUROS - SUBDIRECCION DE HIDROCARBUROS

NOMBRE DEL PROYECTO:	NOMBRE DEL CONTRATO:
COMPANIA DE SERVICIOS:	COMPANIA OPERADORA:
MAPA / PERFIL No.:	TITULO DE MAPA / PERFIL: (Gravedad Observada, Anomalia Aire Libre, Anomalia Bouguer, etc)
ESCALA: (Gráfica y Numérica)	
CONVENCIONES:	
Elipsoide de Referencia:	Intervalo y Unidades de los Contornos:
Fórmula para el cálculo de la Gravedad Teórica:	Densidad:
Dibujado por:	Revisado Por:
Fecha:	

Forma 5DGH: Formato para el rótulo de los diagramas de mapas y perfiles gravimétricos

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA - DIRECCIÓN GENERAL DE HIDROCARBUROS
PROGRAMA SÍSMICO

COMPANIA OPERADORA:		COMPANIA DE SERVICIOS:	
MES:	AÑO:		
Nombre del contrato			
Nombre del programa			
Ubicación geográfica: Municipio			
Departamento			
Fecha de iniciación			
Días trabajados			
Kms. del programa			
No. de líneas del programa			
Kms. registrados en el mes			
Kms. acumulados			
Fuente de energía			
Carga utilizada (gr.)			
Profundidad de la carga (ft)			
Instrumento de registro			
Otros equipos			
Intervalo entre grupos			
Intervalo entre disparos			
No. de trazas/ disparo			
Cubrimiento			
No. de geófonos por traza			
Longitud del registro (seg.)			
Objetivo			
Profundidad de objetivo (ft)			
Tendido			
Plazo			
Fecha de terminación			
OBSERVACIONES:			
Presentado por :		Fecha de presentación:	

Cuadro No. 4
 Revisado: Nov 1994

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA
 DIRECCION GENERAL DE HIDROCARBUROS
 SUBDIRECCION DE HIDROCARBUROS

RESUMEN MENSUAL SOBRE PRODUCCION Y MOVIMIENTO DE PETROLEO

MES: _____ AÑO: _____

COMPañIA: _____ CONTRATO: _____ CAMPO: _____ BATERIA: _____

MODALIDAD DE EXPLOTACION:

Pruebas Iniciales: _____ Pruebas Extensas: _____ Solo Riesgo: _____ Comercial: _____

ACTIVIDAD		VOLUMEN NETO (Blas)
EXISTENCIA INICIAL: (1)		
PRODUCCION TOTAL (Forma 9SEE): (2)		
MUNICIPIO	CODIGO DANE	
CONSUMO EN OPERACIONES: (3)**		
MUNICIPIO	CODIGO DANE	
PERDIDAS: (4)**		
MUNICIPIO	CODIGO DANE	
PRODUCCION GRAVABLE: (5)=(2)-(3)+-(4)***		
MUNICIPIO	CODIGO DANE	
ENTREGAS: (6)****		
EXISTENCIA FINAL: (7)		

CARACTERISTICAS DEL CRUDO

Gravedad: _____ Grados API Contenido de S: _____ % B.S.W. _____ %

 Representante Autorizado Operadora
 No. Matrícula Profesional C PIP

 Representante Autorizado
 Ministerio de Minas y Energía

Notas:

- * Incluir todos los Municipios productores que cubre el Campo y realizar la respectiva distribución.
 Cuando se tenga un pozo nuevo y no se le haya asignado el Código Dane, se reportará como Pozo -NN hasta tanto se conozca el citado número.
- ** Sustentar cada uno de los consumos y las pérdidas y realizar la distribución por Municipios.
 Si no se puede determinar el Municipio al cual corresponden los consumos o las pérdidas, la distribución se hará proporcional.

***En esta ecuación, las pérdidas se restan sólo cuando sean por casos fortuitos (Atentados o fenómenos naturales).

***Especificar el lugar donde se entrega el crudo (Carrotanques, oleoductos, estaciones, etc).

OBSERVACIONES: _____

Original: Subdirección de Hidrocarburos

c.c.: Oficina de Zona

Operador

Notas:

Incluir todos los Municipios productores que cubre el Campo y realizar la respectiva distribución.

Cuando se tenga un pozo nuevo y no se le haya asignado el Código Dane, se reportará como Pozo -NN hasta tanto se conozca el citado número.

* Sustentar cada uno de los consumos y las pérdidas y realizar la distribución por Municipios.

Si no se puede determinar el Municipio al cual corresponden los consumos o las pérdidas, la distribución se hará proporcional.

**En esta ecuación, las pérdidas se restan sólo cuando sean por casos fortuitos (Atentados o fenómenos naturales).

***Especificar el lugar donde se entrega el crudo (Carrotanques, oleoductos, estaciones, etc).

OBSERVACIONES: _____

Original: Subdirección de Hidrocarburos

cc.: Oficina de Zona

Operador

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA
 DIRECCION GENERAL DE HIDROCARBUROS
 INTENCION DE PERFORAR

Forma No. _____
 Revisado: _____

Compañía: _____ Contrato: _____
 Campo: _____

Pozo: _____
 Clasificación (Lahee): _____
 Estructura: _____

ORIGEN DE COORDENADAS:

Geográficas:
 N(Y) _____
 W(X) _____

Gauss:
 N(Y) _____
 E(X) _____

MOJON DE REFERENCIA:

Coordenadas Geográficas:
 Latitud: _____
 Longitud: _____

Coordenadas Gauss Origen Bogotá:
 N(Y) _____
 E(X) _____

LOCALIZACION DEL POZO, Gauss Origen Bogotá

Superficie:
 N(Y) _____
 E(X) _____

Fondo:
 N(Y) _____
 E(X) _____

Fecha aproximada en la que se iniciarán los trabajos de perforación: Año: _____
 Elevación del terreno sobre el nivel del mar _____ Pies.
 Equipo de perforación _____

Mes: _____ Día: _____
 Distancia del pozo al lindero
 más cercano _____
 Profundidad total aproximada
 a) vertical _____
 b) Desviada _____
 Se intenta completar el pozo
 en la formación _____

Espaciamiento entre pozos, en hectareas _____
 a las profundidades de _____ Pies

TUBERIA DE REVESTIMIENTO

Se usarán las siguientes tuberías de revestimiento y se cementarán en la forma que se indica:

Díametro del hueco	Díametro del revestimiento	Profundidad Pies	Tope del Cemento

Presentado por:

Aprobado por:

 Geólogo No. Matricula

 Div. de Exploración y Contratos

 Representante Autorizado del operador
 No. Matricula

 Div. de Conservación y Reservas

Original: Exploración y Contratos
 C.C. Conservación y Reservas

Fecha: _____

Forma No. _____

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
DIRECCION GENERAL DE HIDROCARBUROS
SUBDIRECCIÓN DE HIDROCARBUROS

INFORME QUINCENAL No.

_____ Quincena de _____ DE 199

Compañía: _____ Pozo: _____

Contrato: _____

Coordenadas aproximadas (Gauss):

	3° W	BOGOTA
Superficie	N	E
Fondo	N	E

Fecha en la que se inicio la perforación:

Pies perforados durante la quincena:

Profundidad final de la quincena:

NOTA: El resumen de los trabajos realizados durante la quincena, debe incluir los detalles más sobresalientes de la perforación, tales como pies perforados, registros tomados, corazones recobrados pruebas efectuadas, y sus resultados, tipos y número de brocas usadas, formaciones atravezadas, características del lodo, problemas mecánicos encontrados, etc.

Presentado por :

Representante Autorizado del Operador

Nombre del Ingeniero:

No. de Matricula:

Fecha:

Revisado por:

Representante Autorizado del Ministerio

No. de matricula

Fecha: _____

REPORTE QUINCENAL DE PERFORACION

1. RESUMEN GENERAL DE ACTIVIDADES.

2. RESULTADOS OBTENIDOS DURANTE LAS PRUEBAS.

3. BROCAS UTILIZADAS.

#	TAMAÑO	TIPO	MARCA	PIES PER.F.	HORAS	RDP
---	--------	------	-------	-------------	-------	-----

4. FORMACIONES ENCONTRADAS.

FORMACION	MD	TVD
-----------	----	-----

5. PROPIEDADES DEL LODO.

Peso	:
Viscosidad	:
ph	:
Filtrado	:
Cl	:
Ca	:
Rmf	:

6. REGISTROS ELECTRICOS.

REGISTRO	INTERVALO	ESCALA OBSERVACIONES
----------	-----------	----------------------

7. REVESTIMIENTOS.

8. CEMENTACIONES.

9. DESVIACIONES.

10. ESTADO MECANICO.



MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA
 DIRECCION GENERAL DE HIDROCARBUROS
 SUBDIRECCION DE HIDROCARBUROS

FORMA No. 6 CR
 REVISADA OCTUBRE 1973
 pag 1:4

INFORME DE TERMINACION OFICIAL
 (REGISTRO Y PRUEBA DE POZOS)

POZO : _____
 Clasificación (Lahee) : _____

Compañía : _____ Concesión : _____
 Tipo: _____ Estructura _____
 Formaciones _____ Bloque _____ Yacimientos _____
 Profundidad Final del Pozo _____

DATOS GENERALES

Localización Definitiva (Coordenadas Gauss) (3° W)

Torre

N (Y)
 E (X)

b) Fondo (si es desviado)

N (Y)
 E (X)

Profundidad Iniciada _____
 Profundidad Concluida _____
 Profundidad Terminado _____
 Elevación - Mesa Rotaria _____ pies

Profundidad Total _____ pies
 Profundidad Vertical _____ pies
 Taponado hasta _____ pies
 Elevación - Terreno _____ pies

NOTA: Si el pozo es desviado, deberá incluirse un grafico y un informe sobre las desviaciones angulares y direccionales, junto con los otros informes pertinentes obtenidos por metodos usuales en la industria.

FORMACIONES ENCONTRADAS

Formacion	Tope, pies	Base, pies	Espesor, pies

INTERVALOS PETROLIFEROS PERFORADOS

Intervalo Perforado	Numero de Disparos	Tipo Disparos	Diametro

COPY ORIGINAL : Conservacion y Reservas
 cc : Oficina de Zona

DESCRIPCION DE LAS MUESTRAS DE ZANJA, DE PARED Y DE CORAZONES

Muestras de Zanja

Intervalo	Descripcion

DESCRIPCION DE LAS BROCAS USADAS

Broca Numero	Marca	Tipo	Diametro	No. de Serie	Horas Netas Perforando	Pies Perforados

Corazones, indicando el fluido usado durante su obtencion

Intervalo Corazonado	Recuperación	Características y Descripción
_____	_____	_____
_____	_____	_____
_____	_____	_____

Deberán darse las características físicas y litológicas, inclinación de los estratos y resultados del análisis del corazón, saturaciones, porosidades, permeabilidades, análisis de fluidos obtenidos, etc.

Muestras de Pared

Intervalo	Características y Descripción
_____	_____
_____	_____
_____	_____

NOTA : Los puntos 1, 2 y 3 anteriores deben presentarse en hoja separadas y anexarse a este Informe.

PRUEBA OFICIAL DE COMPLETAMIENTO

tipo de Petróleo : _____

Fecha : _____

la producción en 24 horas fue de _____ barriles de líquido, de los cuales el _____ % fue de Petróleo, _____ % de emulsion, el _____ % de agua y el _____ % fue sedimento API.

presión en la tubería de Producción : _____ lbs/pulg²

presión en la tubería de Revestimiento : _____ lbs/pulg² Estrangulador : _____

Gravedad API del Petróleo : _____

Intervalos abiertos : _____

ARENAS DE AGUA DULCE ENCONTRADAS

No. 1, de _____ a _____ pies No. 5, de _____ a _____ pies
 No. 2, de _____ a _____ pies No. 6, de _____ a _____ pies
 No. 3, de _____ a _____ pies No. 7, de _____ a _____ pies
 No. 4, de _____ a _____ pies No. 8, de _____ a _____ pies

TUBERIAS DE REVESTIMIENTO COLOCADAS

Metro Hoyo	REVESTIMIENTO			Clase de Zapato	No. de Sacos y Clase de Cemento	Metodo Empleado	Tope del Cemento
	Diametro	Clase	Anclado a				

REGISTROS GRAFICOS TOMADOS

Fecha	Tipo de Registro	Intervalo	Escala	Entregados al Ingeniero de Zona en el Pozo

EXAR copia de TODOS los registros gráficos tomados en el pozo, incluyendo el Gráfico Compuesto y Registro Gráfico.

PRUEBAS DE FORMACION

meter un Informe completo, en hoja separada a esta Forma, de las Pruebas de Formacion (DST), de las Pruebas de Presión o
 cualquiera otra prueba especial efectuada, y adjuntar los resultados y análisis de las pruebas de presión de fondo (Forma No. 8 CR)

PRODUCCION Y RESULTADOS

formar en este espacio sobre los trabajos realizados para inducir y estimular la producción del pozo, como Intervalos acidificados,
 acturados, etc., número de galones de acido usados, concentración del acido, etc.

de Gas _____

Fecha : _____

Producción en 24 horas fue de _____ M.P.C., y _____ de hidrocarburos líquidos.

Presión en la tubería de Revestimiento : _____ lbs/pulg²

Presión de cierre : _____ lbs/pulg² Cerrado durante _____ horas. Estrangulador _____ / 1/4"

Perforaciones abiertas : _____

- REQUISITOS :
- a) Acompañar un grafico que muestre el Estado Mecánico de completamiento del pozo.
 - b) Cuando este informe se presente despues de treinta (30) dias de la finalización de la perforación, debora adjuntar la autorización dada por el Ministerio concediendo la prorroga.
 - c) En completamientos múltiples la prueba oficial debe detallarse para cada zona.

Presentado por, _____
Representante Autorizado del Operador
(Nombre Ing. de Petróleos, No. de Matricula)

Aprobado por, _____
Representante Autorizado del Ministerio
(Nombre Ing. de Petróleos, No. de Matricula)

Fecha _____



PERMISO PARA TRABAJOS POSTERIORES A LA TERMINACION OFICIAL

Pozo: _____

Compañía: _____ Concesión: _____ Clasificación (Lahee): _____
 Campo: _____ Estructura: _____
 Formación: _____ Bloque: _____ Yacimiento: _____
 Perforación Iniciada el: _____ de 199 _____ terminado el: _____ de 199 _____
 Elevación de la Mesa Rotaria: _____ pies. Elevación del Terreno: _____ pies.
 Profundidad Total Inicial: _____ pies. Bajo Nivel Mesa Rotaria: _____ pies.

1. CONDICIONES INICIALES DEL POZO

Intervalos Abiertos			
Numero de Disparos por pie.			

Producción _____ BPD. Presión Estática de Fondo _____ Lbs/pulg 2
 RGA _____ Pies/barril Gravedad _____ ° API

2. CONDICIONES ACTUALES DEL POZO

Intervalos abiertos			
Número de disparos por pie			

Producción Acumulada hasta la fecha:
 Petróleo: _____ Bls. Gas: _____ MPC Agua: _____ Barriles
 Fecha en que se iniciarán las operaciones: _____ de 199 _____
 Resultados última prueba de producción:
 Fecha: _____ Petróleo: _____ BPP RGA: _____ Agua: _____

3. INFORMACION ADICIONAL

- a) Descripción y esquema de la terminación actual de pozo, que muestre las tuberías, herramientas, tapones e intervalos productores.
- b) Historia del pozo: Citar todas las operaciones de reacondicionamiento y sus resultados
- c) Para pozos que se proyectan abandonar, se deben indicar los intervalos de agua dulce, tapones que se colocarán, sus localizaciones y espesores y las propiedades de los fluidos que se dejarán en los tapones.

JUSTIFICACION Y DISCUSION DEL TRABAJO PROPUESTO:

PROGRAMA DETALLADO DEL TRABAJO A REALIZARSE:

Presentado por: _____
 Representante Autorizado del Operador
 (Nombre Ing. Petróleos, No. Matrícula)

Fecha: _____

Autorizado por: _____
 Representante Autorizado del Ministerio
 (Nombre Ing. Petróleos, No. Matrícula)

Fecha: _____

ORIGINAL: Conservación y Reservas
 c.c.: Oficina Zona y Concesionario.

INFORME SOBRE PRESION ESTATICA DE FONDO

Pozo: _____

Estudio de Presión No. _____

Compañía: _____ Contrato _____ Fecha: _____

Campo: _____ Bloque: _____ Yacimiento: _____

1. DATOS DEL POZO

Intervalos abiertos _____

Pies Totales Abiertos _____ Espesor Neto Total _____ p

Datos BNM _____ Pies. Profundidad Media de las Arenas B N M _____ p

Diámetro tubería de Revestimiento _____ Sentada a _____ p

Diámetro tubería de Producción _____ Sentada a _____ p

Tiempo de estabilización _____ Elevación del Terreno _____ p

Nivel de Referencia para medidas de profundidad de este estudio (M.R.) _____ l

2. DATOS DE PRODUCCION

Estado del pozo antes del estudio de Presión: _____

Tiempo de Producción al cerrarse el Pozo: _____ h

Fecha de la Ultima Prueba _____ Presión en la Tubería de Producción _____ p

Presión en la tubería de revestimiento _____ Psi. Reducción: _____ Producc. de Petróleo _____

Gravedad _____ A.P.I. Producción de Gas _____ MPC/D. Relación Gas Aceite _____ p

Producción de Agua _____ Bb/d. Agua y Sedimentos: _____ % Producción Acumulada de Petróleo _____

Producción Acumulada de Gas _____ Mpc. Producción Acumulada de Agua _____

3. DATOS DEL INSTRUMENTO

Tipo de Bomba: _____ Elemento No. _____ Capacidad _____

Ultima fecha calibración del elemento: _____ Reloj No. _____ Capacidad _____

5. PARAMETROS

re _____ Pies rw _____ Pies h _____ Pies
 A _____ Acres Porosidad _____ % Forma del Area de Drenaje _____
 Ct _____ Psi⁻¹ Bo _____ bb/STB Viscosidad _____ Cps
 Z _____ m. _____ Psi/Ciclo m' _____ Psi/Ciclo
 Pi hora _____ Psig P* _____ Psi P*pma _____ Psi
 Pof. _____ Psig Pwf a PMA _____ Psi

6. PARAMETROS PARA CALCULAR

Kh _____ md ft K _____ md
 Td _____ P datum _____ Psi
 Skin _____ Pskin _____
 P I Actual _____ bb/d/psi P I Ideal _____ bb/d/psi
 Eficiencia de flujo _____ Factor de daño _____

Presentado por:

 Representante Autorizado del Concesionario
 (Ingeniero de Petróleos, Matrícula No. _____)

Fecha: _____

Aprobado por:

 Representante Autorizado del Ministerio
 (Ingeniero de Petróleos, Matrícula No. _____)

Fecha: _____

NOTA: Deberá acompañarse la curva de ascenso de la presión (Pressure Build up Curve)

Original: Conservación y Reservas

c.c.: Oficina de Zona y Operador

Distribucion de copias
 Original y copia:SH
 1 copia oficina de zona
 copias operador

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA
 DIRECCION DE HIDROCARBUROS
 SUBDIRECCION DE HIDROCARBUROS

Forma 5
 Revisada Nov 94

INFORME MENSUAL DE PRODUCCION
 POZOS DE PETROLEO Y GAS

Operador _____ Contrato _____ Campo _____ Estructura _____ Bloque _____
 Formacion _____ Miembro _____ Yacimiento _____ Mes _____ Año _____
 Modalidad de explotación
 Pruebas Iniciales _____ Pruebas extensas _____ Solo riesgo _____ Comercial _____

POZO No	MUNICIPIO CODIGO DANE	METODO DE PRODUCCION	DIAS		PETROLEO			FACTOR DE CORRECCION	AGUAK			GAS			BSW	API GRAV	RGP	ESTADO POZO FINALES
			EN EL MES	ACUMUL	DIARIO	MENSUAL	ACUMUL		DIARIA	MENSUAL	ACUMUL	DIARIA	MENSUAL	ACUMUL				

Representante del operador
 Nombre y matricula profesional

Representante del Ministerio
 Nombre y matricula profesional

Observaciones:



MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA
 DIRECCION GENERAL DE HIDROCARBUROS
 SUBDIRECCION DE HIDROCARBUROS

Forma No. 10 CR
 Revisada: Octubre de 1973

INFORME SOBRE TRABAJOS POSTERIORES A LA TERMINACION OFICIAL

Pozo: _____

Fecha: _____ Contrato: _____ Clasificación (Lahee): _____
 Estructura: _____ Formación: _____
 Yacimiento: _____
 Profundidad de la Mesa Rotaria: _____ pies snm Elevación del Terreno: _____ pies.

Trabajo ejecutado (profundización, fracturamiento, acidificación, cementación, perforación de nuevos intervalos
 activos, etc.): _____

Permiso sobre trabajos posteriores a la terminación, forma No. 7 CR, fue aprobado por _____

El _____ de 199

se inició el trabajo el _____ de 199 y se terminó el _____ de 199

Descripción del trabajo:

Adjuntar un esquema completo en que se muestre el estado en que quedó el pozo y se indique el diámetro
 longitudes de todas las tuberías, herramientas, empaques, tapones, perforaciones hechas, etc

Resultados obtenidos con el trabajo :

Prueba	Fecha de la Prueba	Producción de GAS - MPCD	Producción de Petróleo - Bls	Producción de Agua - Bls	R.G.A Pies3/Bl	Potencial de pozos de gas
Antes del trabajo						
Después del trabajo						

Nota: Cuando esta forma se presente después de quince (15) días a la finalización del trabajo autorizado por la
 "Forma 7CR", se deberá adjuntar la autorización dada por el Ministerio concediendo la prórroga.

Presentado por: _____
 Representante Autorizado del Operador
 (Nombre Ing. Petróleos, No. Matrícula)

Fecha: _____

Revisado por: _____
 Representante Autorizado del Ministerio
 (Nombre Ing. Petróleos, No. Matrícula)

Fecha: _____

INFORME DE TAPONAMIENTO Y ABANDONO

POZO: _____

Compañía _____ Contrato _____ Clasificación _____ (Lahee) _____
 Campo _____ Estructura _____ Formación _____
 Bloque _____ Yacimiento _____

Localización del pozo:(coordenadas gauss)

N(Y) _____ Superficie _____ Fondo _____
 E(X) _____

Elevación de la mesa rotaria _____ Terreno _____ pies.
 De acuerdo con El "aviso sobre trabajos posteriores a la terminación", forma N 7, presentada el día : _____
 y aprobada el día _____ los siguientes trabajos fueron realizados los días: _____
 en cumplimiento de las disposiciones legales vigentes, con el objeto de taponar a abandonar el pozo:

Intervalo abierto	Pies	Número de Disparos	Sacos De cemento Inyectados a presión	Fondo del cemento	Tope de cemento	Sacos de cemento en el tapón

Se retiró tubería de revestimiento en el intervalo _____ Pies.
 Entre los taponos se dejó un lodo con las siguientes propiedades: _____ Peso _____ pérdida de agua _____ cc a 100 #
 por pulgada cuadrada, en 30 minutos. Porcentaje de sólidos _____ Base _____
 (Fresco, Emulsion, Aceite). En la superficie se colocó un tapón de cemento desde _____ pies, hasta _____ pies.
 habiéndose usado _____ sacos.
 Se erigió un monumento de concreto, sostenido por un tubo y se colocó una placa con la siguiente inscripción
 Compañía _____ Contrato _____ Pozo _____
 Comenzado el _____ de 199 _____ Terminado el _____ de 199 _____ Abandonado el _____ de 199 _____
 Profundidad total _____ Elevación del terreno _____ pies.
 Adjuntar un esquema en que se muestre la condición final del pozo, de las tuberías, de las perforaciones y taponos.

Presentado por _____

Representante autorizado del Operador

Fecha:

Revisado por, _____

Representante autorizado del Ministerio

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA
DIRECCION GENERAL DE HIDROCARBUROS
SUBDIRECCION DE HIDROCARBUROS

Forma No. -DGH
 Revisada: Oct. 1973

SOLICITUD DE PERMISO PARA TERMINACION MULTIPLE

Pozo: _____

Compañía: _____ Contrato: _____
 Campo: _____ Estructura: _____ Bloque: _____
 Localización del pozo: _____ Coordenadas Gauss N(Y)
 E(x)

1. Dar los siguientes Datos

- a) Nombre del yacimiento
- b) Tope y base de la sección productora (Perforaciones)
- c) Clase de producción (petróleo o gas)
- d) Método de producción (Flujo Natural o Neumático)

Horiz. Super.	Horiz. Intern.	Horiz. Infer.	Otro. Horiz.

2. Adjuntese los siguientes documentos:

- a) Presiones de formación, gravedad A.P.I del Petróleo, relación Gas-aceite y porcentaje de agua de cada intervalo productora que se haya probado.
- b) Registro eléctrico u otro aceptable con topes y bases de los intervalos productores marcados, así como los intervalos perforados.
- c) Informes sobre colocación de empaques
- d) 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.
- e) Resultado de los ensayos de hermeticidad de los empaques
- f) Plano en que se muestren la localización de todos los pozos del campo y los pozos de los contratos vecinos que producen en los mismos yacimientos u horizontes.

Presentada por: _____

'Representante Autorizado del Operador
 (Nombre del Ingeniero de Petróleos No. Matricula)

Fecha: _____

Aprobada por: _____

Representante Autorizado del Ministerio
 (Nombre del Ingeniero de Petróleos No. Matricula)

Fecha: _____

Original: Conservación y Reservas
 c.c.: Oficina de Zona y Concesionario

PERMISO SOBRE INSTALACIONES DE BOMBEO NEUMATICO
 GAS LIFT

Pozo: _____

Compañía _____ Contrato _____
 Campo _____ Estructura _____ Formación _____
 Yacimiento _____ Bloque _____ Estudio No. _____
 Fecha de terminación _____ Profundidad total _____ (pies BNM)
 Tope de la formación _____ Base (BNM) _____
 Diámetro de la tubería de revestimiento _____ Peso _____ Lbs/pie. _____ Longitud _____ pies
 Revestimiento sentado a _____ Pies. Diámetro de la tubería de producción _____ Base a _____ pies
 Perforaciones _____
 Marca y tope del empaque _____ Sentado a _____ Fecha de Instalación _____
 Potencial del pozo _____ Bbl. Método de producción anterior a esta instalación _____
 Altura de la columna de aceite en la tubería de producción _____
 Altura de la columna de agua en la tubería de producción _____
 Gravedad del aceite _____ °API. Agua producida en operación normal _____
 Peso promedio de 100 pies de columna líquida _____ lb
 Presión de fondo a _____ pies.(BNM); _____ lb absolutas.
 Volumen del gas requerido para producir un barril con eficiencia del 100%(14.65 psi-60°F) _____ pies
 Eficiencia real de la instalación: _____ % Clase de gas usado _____
 Fuente de gas _____ El gas inyectado es medido _____
 Qué uso tiene ó tendrá el gas después de producir el líquido? _____
 Marca y tipo de las válvulas _____ Sistema abierto o cerrado _____
 Presión de inyección(de arranque) _____ (Efectiva) _____
 Presión de escape (de arranque) _____ (Efectiva) _____
 GOR antes de la instalación _____ p³/bbl. Relación gas a líquido _____ p³/bbl
 Gas en solución asociado e inyectado _____ p³. Gas inyectado por barril líquido _____ p³
 Gas inyectado por barril de aceite _____ p³. Barriles de aceite producido _____
 Barriles de agua _____ Relación gas aceite del yacimiento _____ p³/bl
 Fecha de las instalaciones de las válvulas _____

Presentada por _____

 Representante autorizado del operador
 Nombre del Ing. de Petroleos No. Matrícula

Fecha: _____

Aprobada por: _____

 Representante autorizado del Ministerio
 Nombre del Ing. de Petroleos No. Matrícula

Fecha: _____

**MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA
DIRECCION GENERAL DE HIDROCARBUROS
SUBDIRECCION DE HIDROCARBUROS**

Forma
Revisada Oct/73
Pag. 1:2

PROYECTO DE MANTENIMIENTO DE PRESION (PERMISO)

Compañía _____ Contrato _____ Campo _____
 Estructura _____ Formación _____ Yacimiento _____ Bloque _____
 Área total que se estima productiva en el yacimiento _____ Acres
 Clase de formación (arena, caliza, dolomita, etc.) _____
 Buzamiento promedio de la formación _____
 Profundidad promedio del tope de la formación productiva _____
 Mecanismos de producción presentes y grado de efectividad de los mismos actualmente.
 Descripción _____

Relación de la capa de gas al volumen de aceite _____ p³/bbl
 Espesor promedio de la formación productora (efectivo) _____ pies
 Espesor promedio de la capa de gas (Efectivo) _____ pies
 Porosidad promedio _____ % Saturación de agua de formación _____ %
 Permeabilidad horizontal promedio _____ (md). variación (rango) _____
 Permeabilidad vertical promedio _____ (md). variación (rango) _____
 Breve descripción acerca de observaciones relacionadas con orientación general de la permeabilidad en el yacimiento _____

Gravedad del aceite _____ °API Viscosidad del aceite _____ (cps) a T: _____ P: _____
 Presión original del yacimiento _____ psi. Presión de saturación (BPP) _____ psi
 Presión actual del yacimiento _____ psi
 Factor volumétrico de formación original _____ Actual _____
 Solubilidad del gas a varias presiones _____
 Número de pozos productores en el yacimiento _____

FLUIDO A INYECTARSE

Clase _____ Origen _____

 Tratamiento _____

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA

Forma No. 14CR
Revisada Octubre de 1973
Pag 2 : 2

ORIGEN DEL AGUA QUE SE INYECTARA (Citense las formaciones y su profundidad): _____

Clase de agua (dulce o salada): _____ Sistema abierto o cerrado: _____

TRATAMIENTO DEL AGUA: _____

Distribución geométrica de los pozos _____ Especiamiento _____ (Acres)

Presión inicial de inyección _____ (Lbs/plg²) Inyectividad esperada: _____ (B/d/Pie)

Número de pozos productores que se convertirán en inyectores: _____

Número de pozos que se perforarán como inyectores: _____

RESULTADOS ESPERADOS

Saturación residual de aceite al tiempo de abandono _____ (%) del espacio poroso

Cantidad de aceite adicional que espera recobrase como resultado de la operación _____ (Bls)

OBSERVACIONES

NOTA:

INFORMACIÓN ADICIONAL: A esta forma de adjuntarse un estudio técnico completo de ingeniería para justificar el proyecto, y que incluya:

- a) Información gráfica de la producción de PETROLEO, GAS y AGUA hasta la fecha de la prestación del proyecto:
- b) Permeabilidad relativas (Gráficos)
- c) Información sobre presión capilar
- d) Mapas: Estructural, Isobárico, de Localización de Pozos, tanto inyectores como productores, Isopaco
- e) Cortes Geológicos transversales
- f) Información relativa al movimiento y localización de los contactos Agua-Aceite y Gas-Aceite, etc.

Presentado por: _____

Representante Autorizado del Operador

(Nombre del Ingeniero de Petróleos No. de Matricula)

Fecha:

Aprobado por: _____

Representante Autorizado del Ministerio

(Nombre del Ingeniero de Petróleos No. de Matricula)

Fecha:

Original: Conservación y Reservas

c.c. Oficina de Zona y Concesionario

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA

Forma No. 15 CR
Revisada: Octubre de 1973
Pag: 2 : 2

Saturación de gas al tiempo de iniciarse la operación _____ (% del espacio poroso.)
Porcentaje de incremento en la producción debido a la operación (estimado) _____ %
Volumen de GLP (LPG) inyectado hasta la fecha _____ (Bls)
Volumen de gas inyecta hasta la fecha _____ (MPC)
Aumento en recuperación final debido directamente a la operación en: _____ (Bls)
_____ (Bls-acres)
_____ (Bls/acre-psi)
Saturación residual de aceite al tiempo de agotamiento por medios primarios _____ %
Factor volumétrico de formación del aceite al tiempo de agotamiento por medios primarios _____
Saturación residual de aceite que se espera tener al tiempo de agotamiento empleando la operación de desplazamiento _____ miscible _____ (% del espacio poroso).

RAZONES POR LAS CUALES FUE SELECCIONADO EL DESPLAZAMIENTO MISCIBLE: _____

Nota: INFORMACION ADICIONAL.; Debe adjuntarse a esta forma un informe completo de ingeniería para justificar el proyecto, y que incluya:

- a) Información sobre cantidad de gas y agua inyectado previamente en el yacimiento, citando fechas y resultados generales obtenidos.
- b) Mapas: Estructural, isobárico, Localización de pozos inyectores y productores, Isopaco.
- c) Cortes geológicos transversales.
- d) Gráfico de permeabilidades relativas

Presentada por:

Representante Autorizado del Operador
(Nombre del Ingeniero de Petróleos No. Matrícula)

Fecha:

Aprobada por:

Representante Autorizado del Ministerio
(Nombre del Ingeniero de Petróleos No. Matrícula)

Fecha:

Original: Conservación y Reservas
c.c. Oficina de Zona y Concesionario

INFORME MENSUAL DE INYECCION DE VAPOR Y PRODUCCION ADICIONAL DE ACEITE

COMPAÑIA _____

MES _____ AÑO _____

CONCESION _____

CAMPO _____

VAPOR INYECTADO											PRODUCCION DE PETROLEO Y AGUA DEBIDO A LA INYECCION DE VAPOR				
POZO No	FORMACION PRODUCTORA	METODO DE PRODUCCION	PRESION DE INYECCION	CICLO No	DIAS		LIBRAS		B. T. U.		CALIDAD DEL VAPOR	PETROLEO Barriles Netos		AGUA Barriles	
					EN EL MES	ACUMULADOS	EN EL MES	ACUMULADOS	EN EL MES	ACUMULADOS		MENSUAL	ACUMULADO	MENSUAL	ACUMULADA

Representante Autorizado del Operador
Nombre del Ingeniero y Matricula

Representante Autorizado del Ministerio
Nombre del Ingeniero y Matricula

OBSERVACIONES:

Nota

Distribución de Comas	Fecha
Original Conservación	
Copias Oficina de IOMA	
Copias Concesionario	

Forma No.
Revisada: Octubre/73

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA
DIRECCION GENERAL DE HIDROCARBUOPS
SUBDIRECCION DE HIDROCARBUROS
INFORME MENSUAL DE PRODUCCION
 Pozos de Gas

CONCESION _____ OPERADOR _____ CAMPO _____ ESTRUCTURA _____
 FORMACION _____ BLOQUE _____ YACIMIENTO _____ MES _____ AÑO _____

POZO No.	DIAS		PRODUCCION DE GAS M P C			PRODUCCION DE AGUA		Estado de los Pozos al Final del mes
	EN EL MES	ACUMULADOS	DIARIA	MENSUAL	ACUMULADA	MENSUAL	ACUMULADA	

 Representante Autorizado del Operador
 Nombre del Ingeniero y Matricula

 Representante Autorizado del Ministerio
 Nombre del Ingeniero y Matricula

Observaciones

Distribución de Copias	Fecha
Original Conservación	
Copias Oficina de Zona	
Copias Concesionario	

**MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA
DIRECCION GENERAL DE HIDROCARBUROS
SUBDIRECCION DE HIDROCARBUROS**



Forma No. 21
Revisada Octubre/73

**INFORME MENSUAL SOBRE MANTENIMIENTO DE PRESION
INYECCION DE GAS**

COMPAÑIA _____
FORMACION _____

OPERADOR _____
BLOQUE _____

CAMPO _____ ESTRUCTURA _____
YACIMIENTO _____ MES _____ AÑO _____

INYECCION							PRODUCCION												
Pozo No	Estado de los pozos al fin de mes	DIAS		Presión media de inyección (Lbs/Pig ²)	GAS INYECTADO		Pozo No	DIAS		PETROLEO		GAS		AGUA		Presión de Fondo (Lbs/Pig ²)	Método de Producción	Estado de los pozos al final del mes	
		En el mes	Acumulados		En el mes	Acumulado		En el mes	Acumulado	Mensual (BLS)	Acumulado (MPC)	Mensual (MPC)	Acumulado (MPC)	Mensual (BLS)	Acumulado (BLS)				
_____ Representante Autorizado del Operador Nombre del Ingeniero y Matricula							_____ Representante Autorizado del Ministerio Nombre del Ingeniero y Matricula												
Observaciones:																			

Distribución de copias	Fecha
Original Conservación	
Copia Original de Zona	
Copias Concesionario	

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA
DIRECCION DE HIDROCARBUROS
SUBDIRECCION DE HIDROCARBUROS

Forma No. 1
Revisada Octubre 73

INFORME MENSUAL SOBRE DESPLAZAMIENTO INISCIBLE
(RECUPERACION SECUNDARIA)

COMPANIA _____ OPERADOR _____ CAMPO _____ ESTRUCTURA _____ FORMACION _____
BLOQUE _____ YACIMIENTO _____ ME _____ AÑO _____

Pozo No	INYECCION								PRODUCCION								Estado de los pozos al final del mes		
	DIAS		Espesor Electivo Zona abierta (Fies)	Presion Media de Inyección Lbs/PLG ²	VOLUMENES		INYECCION		Pozo No	DIAS		PETROLEO		GAS		Presion de Fondo (Lbs/Plg ²)		S (A %	Metodo de Producción
	En el Mes	Acumulados			GLP		G A S			En el Mes	Acumulados	Mensual BLS	Acumulado BLS	Mensual MPC	Acumulado MPC				
					Mensual BLS	Acumulado BLS	Mensual MPC	Acumulado MPC											
Representante Autorizado del Operador Nombre del Ingeniero y Matricula										Representante Autorizado del Ministerio Nombre del Ingeniero y Matricula									
Observaciones																			



PRUEBA DE POZO DE GAS

Compañía: _____ C
Estructura: _____
Gravedad Gas (G) _____
Diámetro del Revestimiento _____
Diámetro Tubería de Producción _____
Intervalo Productor _____
Elevación Mesa Rotoria _____

Contrato: _____
Formación: _____ Bloque: _____
Temperatura Promedio Superficie _____
Diámetro Interno _____
Diámetro Interno _____
Profundidad Promedia Intervalo. (L) _____
Fecha de Terminación _____

Pozo No. _____
Campo: _____
Yacimiento: _____
Temperatura Fondo _____ a _____
Sentada a: _____
Sentada a: _____
Produciendo por _____

DATOS DE CAMPO

Prueba No.	Duración de la Prueba, Min	Estrangulador	Coeficiente	En la Cabeza del Pozo		
				Temperatura °F	Presión P _w lbs/pLg ²	Pw ² (Miles)

CALCULOS DE VOLUMEN

Prueba No.	Diámetro		Coeficiente del Medidor, 24 Hrs	Presión		Temperatura °F	Factor de			Volumen MPC/día
	Línea	Orificio		Estadística Ps psia	Diferencial Hw Plg de agua		Temperatura F _r	Gravedad F _o	Compresibilidad F _{cv}	

Relación Gas - Condensado _____ KPC/bl.
Gravedad Condensado _____ °API

Distribución de copia	Fecha	
Original y copia con		
Copia Oficina de Zona		
Copias Operador		

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA
DIRECCION GENERAL DE HIDROCARBUROS
SUBDIRECCION DE HIDROCARBUROS

Forma No. 3
Revisada: Feb 95

INFORME MENSUAL SOBRE PRODUCCION, PLANTAS Y CONSUMOS DE GAS NATURAL Y PROCESADO

OPERADOR _____

CONTRATO _____ MES _____

AÑO _____

CAMPO	GAS DE FORMACION K.P.C.	CONTENIDO DE			GAS DE FORMACION PROCESADA K.P.C.	CONSUMO DE GAS SIN PROCESAR							
		PROPANO Gls/KPCG	BUTANOS Gls/KPCG	GASOLINA NATURAL Gals/KPCG		CONSUMO EN EL CAMPO K.P.C.	GASODUCTOS URBANOS	GENERACION Eléctrica	OTROS	QUEMADO AL AIRE K.P.C.	USADO EN BOMBEO NEUMATICO K.P.C.	INYECTADO A YACIMIENTOS K.P.C.	
TOTAL													

Total Gas Procesado En Planta	PRODUCTOS OBTENIDOS DEL GAS				CONSUMO DE GAS PROCESADO							
	Propano (Galones)	Butanos (Galones)	Gasolina Natural (Gls)	Gas Transformado en Gasolina Natural Propanos y Butanos (K.P.C)	Consumido en el Campo (KPC)	Entregado a Gasoducto (kpc)				Quemado al aire (KPC)	Usado en Bombeo Neumático (KPC)	Inyectado a Yacimiento

Representante del Operador
Nombre y Matricula Profesional CPIP

Representante del Ministerio
Nombre y Matricula Profesional CPIP

Observaciones

Información general ECOPETROL/Ministerio
de Minas y Energía

338.2728 C718i Ej.1

CATALOGADO POR: HELP FILE LTDA

FECHA	PRESTADO A	FECHA
-------	------------	-------