

DECRETO 1895 DE 1973

(Septiembre 15)

Por el cual se dictan normas sobre exploración y explotación de petróleos y gas.

El Presidente de la República de Colombia, en uso de sus facultades legales,

DECRETA:

CAPITULO I

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 asegurar su máxima recuperación final, la exploración y explotación de tales reservas deberá realizarse de acuerdo a la presente reglamentación.

Artículo 2. Para los efectos de esta reglamentación, adoptase 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, siclinal, etcétera) que presentan las formaciones geológicas, en las cuales se encuentran acumulaciones de fluidos.

Formación

Es una unidad sedimentaria, con límites definidos y característicos litológicas propias.

La formación se puede dividir en miembros, capas, etcétera.

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 a mecanismo de producción, propiedades petrofísicas y propiedades de los fluidos.

Bloque

Es la parte de una estructura que se comporta como una unidad independiente debido a su aislamiento por fallas o por cualquier otro factor que pueda ocasionar el mencionado efecto de aislamiento.

Condensado

Es el líquido recuperado en la superficie, que resulta de la condensación originada por la reducción de la presión, de la temperatura, o de ambas, de los hidrocarburos existentes en fase gaseosa en el yacimiento.

Gas natural

Es toda mezcla de hidrocarburos en estado gaseosos, que puede tener cantidades variables de impurezas.

Gas asociado

Es todo gas o vapor, innatos en la formación y producidos en un yacimiento clasificado como de petróleo.

Igualmente lo es todo gas que se extraiga de la capa de gas de un yacimiento de petróleo.

Petróleo crudo

Es todo hidrocarburo extraído en fase líquida que existía en ese estado en el yacimiento.

Barril

Es una medida de capacidad igual a 42 galones de los Estados Unidos de América.

Barril de petróleo crudo.

Es un barril a 60° F, y a una presión de 14.65 libras por pulgada cuadrada, después de deducirles la cantidad total de sedimento, agua y otras impurezas separadas por centrifugación u otro método apropiado.

Pie cúbico "Standard" de gas.

Es el volumen de gas contenido en un pie cúbico a una presión de 14.65 libras (una atmósfera) y a una temperatura de 60° F.

Relación gas aceite (RGA)

Es la relación entre el gas asociado y medido en pies cúbicos "Standard" y el número de barriles de petróleo conjuntamente producido durante un periodo dado.

Medida oficial de la relación gas-aceite

Es la prueba periódica de la relación gas-aceite que se hace de acuerdo con los métodos y prácticas usuales en la industria del petróleo y aceptados por el ministerio de Minas y Petróleos.

Relación gas-Aceite permisible

Es la fijada por el Ministerio para un yacimiento de petróleo, la cual limita el volumen de gas asociado que puede extraerse de dicho yacimiento.

Pozo

Es el hoyo que se hace en la tierra con el propósito de extraer o de inyectar fluidos.

Pozo de petróleo.

Es un pozo completado y productor de petróleo de uno o más yacimiento.

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 máxima recuperación final de las reservas.

Pozo de inyección.

Es tofo pozo usado para inyectar fluidos a un yacimiento.

Registro de pozos.

Es una descripción progresiva de los estratos y fluidos encontrados en la perforación de un pozo, zona de invasión, etcétera. Comprende también todos los perfiles gráficos, eléctricos y de cualquiera otra clase que se tomen y la descripción de los "Corazones" o núcleos.

Prueba de pozos.

Es la operación que se lleva a cabo para determinar las características de un pozo, tales como potencial, propiedades y estado de los fluidos, condiciones físicas aledañas al pozo, etcétera.

Terminación 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.

Terminación posterior de un pozo.

Es la operación de completar un pozo en un yacimiento o intervalo distinto a aquel en le cual fue originalmente terminado.

Potencial.

Es la capacidad de un pozo para producir petróleo, gas o ambos, determinada de acuerdo con las normas prescritas 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 de aceite y facilitar su extracción.

Presión de fondo.

Es la presión registrada frente a un intervalo productor.

Presión de flujo en el fondo del pozo.

Es la presión de fondo cuando el pozo está fluyendo.

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 fondo del pozo.

Presión estática de fondo.

Es la presión de fondo de un pozo que ha permanecido cerrado durante el tiempo suficiente para que dicha presión iguale a la del yacimiento.

Presión de yacimiento.

Es la presión manométrica observada en la cabeza del pozo, inmediatamente después de haberse cerrado.

Mantenimiento de presión.

Es la operación de inyección de gas u otro 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 de un yacimiento por 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 los hidrocarburos de un yacimiento suministrando a éste energía adicional.

Es el período de 24 horas consecutivas contadas a partir de las 7 a.m. de un día solar a las 7 .a.m. del día siguiente.

Mes o mes calendario.

Es el período contado a partir del primer día de un mes a las 7 a.m. al primer día del mes calendario siguiente, a las 7 a.m.

Exploración costanera 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 el 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 interfaces 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 enterrando la carga a una determinada profundidad de la superficie.

Disparo contenido.

Es el que se realiza dentro de un dispositivo o cápsula que genera ondas sísmicas, sin que los resultados de la explosión o detonación contaminen el medio ambiente.

Explorador y explotador.

Es la persona natural o jurídica que ha recibido del Estado una concesión o área bajo contrato para su exploración y explotación.

Operador.

Es la entidad reconocida por el Ministerio y que adelanta operaciones de exploración y explotación de petróleo o gas por cuenta de una o varias empresas.

Áreas no contratadas.

Para los efectos de la presente reglamentación se entiende por áreas no contratadas aquellas que no son materia de contrato de concesión 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 29 de 1969](#).

CAPÍTULO II

Exploración geológica y geofísica en áreas no contratadas y áreas petrolíferas de propiedad privada.

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. Las personas naturales o jurídicas que vayan a realizar exploraciones geofísicas en las áreas mencionadas, en el artículo anterior, deberán presentar al Ministerio de Minas y Petróleos, antes de iniciar los trabajos, un aviso con las siguientes informaciones:

1. Lugar en donde se vayan a adelantar los estudios.
2. Descripción de los sistemas y métodos que van a usarse.
3. Tiempo requerido para el levantamiento geofísico, y
4. Programa de investigaciones y objetivos.

Artículo 5º. Dentro de los seis (6) meses 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 Petróleos, la siguiente información:

1. Una memoria sobre el desarrollo de las operaciones, la cual deberá contener, entre otros, los siguientes datos:
 - a. Método geofísico de investigación empleado.
 - b. Parámetros de campo y recubrimiento del subsuelo empleados.
 - c. Tipos de registros levantados.
 - d. Extensión de minas
 - e. Tipo y parámetros de los procesamientos, y

- f. Resultados de cualquier tipo de interpretación geofísica realizada.
2. Copias reproducibles (copias o sus equivalentes) de la totalidad de las secciones constituidas por los registros sísmicos, ya sean de densidad o de áreas variables, galvanométricos o combinados, debidamente corregidos y procesados a la escala vertical y horizontal adecuadas.
 3. Un mapa de base, a escala 1:50.000 con las correspondientes localizaciones de los puntos de aplicación de energía.
 4. Copias reproducibles (copias o sus equivalentes) de los mapas de elevaciones, de gravedad final (Bouguer) y de localización de las estaciones correspondientes, en la escala de 1:50.000, cuando se trate de estudios gravimétricos.
 5. Copias reproducibles (copias o sus equivalentes) de los mapas de intensidad total con las líneas de vuelo o marinas, o de las estaciones usadas y los perfiles respectivos, en escala de 1:50.000, en los casos de trabajos magnetométricos.
 6. La totalidad de los análisis de velocidad efectuados en el área
 7. Copia del mapa batimétrico o topográfico, según el caso, a la misma escala de los mapas base.
 8. Copia del informe final que las compañías de servicios elaboran al terminar cualquier clase de exploración geofísica.
 9. Resultado de los estudios geofísicos que sirvieron como base para la interpretación y elaboración de los documentos presentados al Ministerio.
 10. Análisis de velocidad efectuados

Artículo 6º. El Ministerio de Minas y Petróleos, cuando lo juzgue necesario, podrán solicitar que se amplíe o complemente la documentación de que trata el artículo anterior.

CAPÍTULO III

Normas técnicas para la exploración geológica o geofísica marina.

Artículo 7º. Toda persona natural o jurídica que lleve a cabo exploración geofísica 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 el presente Capítulo.

Artículo 8º. Para adelantar trabajos de exploración sísmica en las playas marítimas, en el mar territorial, en la plataforma continental o en el talud continental, se requiere permiso de la Dirección General Marítima y Portuaria, previo concepto favorable del Ministerio de Minas y Petróleos y del Instituto de Desarrollo de los Recursos Naturales Renovables (INDERENA).

Artículo 9º. La presente reglamentación se aplicará a toda exploración que se realice en las playas marítimas, en el mar territorial o en la plataforma continental submarina o en el talud continental, con el uso o no de explosivos y su finalidad es la de prevenir que como resultado de los disparos que se hagan, se causen perjuicios a la fauna y flora marinas y a la industria de la pesca y que las respectivas operaciones se realicen dentro de normas de seguridad.

Artículo 10. No se permitirán disparos 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 INDERENA como reservas mayores de pesca.

Artículo 11. Solo se permitirán disparos durante las horas nocturnas cuando la Dirección General Marítima y Portuaria lo autorice expresamente.

Artículo 12. No se admitirán disparos de cargas mayores de 50 libras de vibronite B, petronite o nitramón, o su equivalente en otros explosivos, a menos que el delegado del INDERENA los autorice por escrito después de investigar y comprobar que dichas cargas se justifican. Para que este delegado autorice un disparo de una carga superior a 50 libras, el operador deberá suministrarle la siguiente información:

- a. Poder de la carga
- b. Área demarcada dentro de la cual se va a disparar, y
- c. Tiempo necesario para hacer los disparos.

El delegado podrá dar un permiso que no exceda de 10 días para hacer este tipo de disparos.

Artículo 13. 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 14. Como regla general, toda carga que se dispare en el mar territorial o en la plataforma continental submarina deberá estar suspendida a una profundidad no mayor de la mitad de la distancia entre la superficie y el fondo, cuando la profundidad sea mayor de 25 pies. Si la profundidad fuere menor de 25 pies, la carga deberá enterrarse a 10 pies del nivel del fondo, si en concepto del delegado del INDERENA el disparo abierto afecta la flora y la fauna.

Artículo 15. Toda carga que se haya de disparar en bahías, en terrenos de la bajamar o a menos de una milla de la desembocadura de cualquier río, deberá enterrarse dentro de una tubería a una profundidad mínima de 20 pies del fondo. Antes de hacerse el disparo, deberá removerse completamente la tubería. Para hacer disparos abiertos en estas zonas se necesita previo permiso del delegado del INDERENA quien podrá otorgarlo cuando en su concepto los disparos abiertos no causen daño a la flora y a la fauna.

Artículo 16. Ningún disparo podrá hacerse a menos de una milla marina de un paso, salida, desembocadura de río o en aguas interiores, sin permiso escrito de la Dirección General Marítima y Portuaria.

Artículo 17. Como regla general, toda carga enterrada deberá colocarse a suficiente profundidad, de tal manera que su explosión no produzca cráteres.

Artículo 18. Toda carga deberá dispararse antes de que la cuadrilla que la colocó abandone la zona de operaciones.

Artículo 19. Las cargas que se suspendan en el mar por sistema de flotadores deberán de tipo y empaquetadura tales que se desintegren y neutralicen en corto tiempo.

Artículo 20. Si una carga de las cargas ya mencionadas en el artículo anterior, 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, y en ningún caso deberá abandonarse la carga viva.

Artículo 21. 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 INDERENA.

Artículo 22. Autorízase a la Dirección General Marítima y Portuaria para que, previo concepto favorable del INDERENA 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 petróleo, sin sujeción a alguno o algunos de los requisitos y limitaciones que consagran los artículos anteriores.

Artículo 23. Todo operador de exploración sísmica submarina estará obligado a indemnizar a la Nación y a los particulares por los perjuicios que ocasione por razón de sus trabajos.

Artículo 24. 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 10ª. de 1961](#).

Artículo 25. El Gobierno guardará la debida reserva sobre los datos suministrado 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 26. Todo operador deberá suministrar a los representantes del Gobierno, encargado de supervigilar las operaciones, transporte desde Bogotá o cualquier otro sitio del país al lugar de los trabajos y en éste, deberá proporcionarles alojamiento y alimentación adecuados.

Artículo 27. Las personas naturales o jurídicas de que trata el presente Capítulo, deberán suministrar la Ministerio cualquier tipo de estudios geológicos regionales que hayan ayudado a la exploración geofísica realizada.

CAPÍTULO IV

Perforación de pozos de petróleo y gas en concesiones, en aportes y en áreas de propiedad privada.

Artículo 28. 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 División de Petróleos del Ministerio, por medio del formulario 4-CR, "Intención de perforar". Este permiso será válido por un período de tres (3) meses, contados a partir de la fecha fijada para la iniciación del pozo.

Si la perforación del pozo no se efectúa en el tiempo anteriormente señalado, el operador tendrá un plazo de treinta (30) días para justificar la no perforación del pozo.

Artículo 29. En todo pozo exploratorio que se perfore, el explorador deberá enviar junto con la forma 4-CR, el programa completo de perforación. A su debido tiempo solicitará al a División de Petróleos del Ministerio, un funcionario para que presencie la toma de registros de "Corazones" de las zonas de interés de las pruebas de producción.

Artículo 30. En la perforación de un pozo se deberán tomar todas las medidas necesarias para prevenir daños y riesgos a las personas, 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 31. 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 División de Petróleos del Ministerio de Minas- para su aprobación-, el plan de espaciamiento de pozos, el cual solamente podrá variar mediante permiso de la misma dependencia, en casos excepcionales.

Artículo 32. 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.

Artículo 33. Ningún pozo podrá ser perforado a menos de las siguientes distancias, sin permiso especial del Ministerio de Minas y Petróleos:

1. 100 metros de cualquier lindero del área.
2. 100 metros de cualquier instalación industrial de terceros.
3. 50 metros de oleoductos y gasoductos.

Artículo 34. No podrán perforarse pozos en los siguientes lugares:

1. En la parte edificada de las poblaciones o dentro del área urbana. Para estos 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 en las normas del servicio se considere incompatible la perforación, y
3. Dentro de los patios y jardines, huertas y solares de las habitaciones rurales, salvo que lo permita el propietario o poseedor.

Artículo 35. En la perforación de pozos, el explorador o explotador evitará la desviación de la vertical trazada desde el centro del pozo en la superficie. Para este fin deberá tomar medidas de desviación cada 300 metros. La desviación con respecto a la vertical podrá efectuarse sin autorización especial del Ministerio de Minas, en distancias cortas, cuando se trata de superar dificultades mecánicas.

Artículo 36. Cuando se trate de pozos direccionales, el explorador o explotador deberá informar por medio del formulario 4-CR, "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 37. Durante la perforación de pozos y su terminación, el explorador o explotador aplicará las siguientes técnicas:

1. Usará una tubería de revestimiento de superficie apropiada y segura. En áreas de presiones o formaciones desconocidas se colocarán tuberías de revestimiento de superficie a una profundidad mayor de la de cualquier manto de agua dulce utilizable. La cementación deberá hacerse por el método de bomba y tapón o por el de desplazamiento, con suficiente cemento para alcanzar la boca del pozo.

En áreas donde las condiciones del subsuelo hayan sido reconocidas por experiencia en la perforación, la tubería de revestimiento de superficie deberá ser anclada en la superficie y cementada por el método de bomba y tapón o el de desplazamiento, a una profundidad tal que se asegure la protección de todas las aguas dulces utilizables.

2. En las áreas probadas todas las válvulas de seguridad (blow out Preventers), en pozos de perforación, deberán ser características adecuadas.

En áreas no probadas, los pozos en perforación deberán tener un equipo de control compuesto de:

- a) Una válvula maestra (master gate) o su equivalente.
- b) Una válvula maestra de seguridad, junto con una línea de flujo tamaño apropiado y resistencia probada. El equipo, en todo momento, deberá estar en buenas condiciones de trabajo.

3. Siempre que sea necesario colocar una tubería de revestimiento, esta deberá cementarse en cantidad suficiente por el sistema de bomba y tapón, y someterse a pruebas de presión adecuadas que demuestren la efectividad de la cementación y de las conexiones.

El tapón no deberá ser perforado antes de doce (12) horas de haberse terminado la operación de cementación.

4. Se protegerán todos los mantos de agua dulce utilizables por medio de tubería de revestimiento y cementación y se efectuarán pruebas de presión para establecer el aislamiento de estos mantos.

5. Se protegerán los estratos de aceite o gas por medio de tuberías de revestimiento convenientemente cementadas. Solo en casos excepcionales el operador podrá solicitar al Ministerio de Minas y Petróleos que se le permita completar el pozo en hoy abierto.

6. En operaciones de perforación costa-afuera, se sentará y se cementará una tubería de revestimiento-guía (conductor) a una profundidad entre 100 y 130 metros por debajo de la línea de lodo (mud-line).

7. Los pozos que se perforen costa-afuera deberán tener sellado el espacio anular entre las tuberías de producción y de revestimiento, por debajo de la línea de lodo (mud-line); también deberán estar provistos de un aparato automático de seguridad (store-choke), en la tubería de producción cuando los pozos sean de flujo natural, y

8. Durante la perforación de cualquier pozo se deberán usar fluidos y técnicas de perforación que prevengan reventones (blow-out).

Artículo 38. Si el programa de tubería de revestimiento (casing program) resultare inadecuado o las tuberías estuvieran corroídas, o la cementación defectuosa, e indujere filtraciones subterráneas de los fluidos entre los estratos petrolíferos o gasíferos, el explotador deberá corregir inmediatamente estos defectos. Si agotados todos los recursos el pozo no pudiere repararse ni usarse para otro fin útil, este deberá taponarse convenientemente y abandonarse.

Artículo 39. Si como resultado de la perforación a bala o por otro método, o por tratamiento químico de los intervalos productores, estos 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 este no pudiere ser utilizado

para otros fines prácticos, el pozo deberá ser convenientemente taponado y abandonado.

Artículo 40. Para cualquier operación de perforación, profundidad y cambio del intervalo productor, el operador deberá solicitar permiso del Ministerio con treinta (30) días de anticipación.

Artículo 41. Terminación múltiple de pozos:

1. Para la terminación múltiple de un pozo de petróleo o gas en campos de explotación, el operador deberá obtener permiso previo del Ministerio, y con la forma 4-CR deberá presentar la siguiente información:

a. Descripción de la localización del pozo y de los yacimientos y tipo de instalaciones.

b. Esquema de la localización del pozo.

c. Proyecto del sistema o tipo de terminación que indique las zonas productoras de los intervalos perforados.

2. Terminado el pozo, el explorador o explotador de petróleo o gas deberá efectuar pruebas de presión para determinar o comprobar que no existen escapes en el revestimiento.

3. Todo pozo de terminación múltiple deberá equiparse, producirse y mantenerse en la forma que no se presente mezcla de la producción proveniente de diferentes intervalos o yacimientos, salvo previa aprobación del Ministerio.

4. El explorador o explotador de petróleo o gas deberá efectuar pruebas de separación de la producción de los diferentes intervalos y de escapes de los empaques dentro de los siete (7) primeros días a partir de la fecha de la terminación del pozo.

Estas pruebas deberán realizarse cada vez que el empaque o empaques se afecten por cualquier motivo.

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

Artículo 42. Todo explorador o explotador que haya perforado un pozo que resulte seco, o que por problemas mecánicos haya de abandonarse, deberá taponarse y abandonarlo en un plazo de tres (3) meses, siguiendo el procedimiento que se indica a continuación:

1. Permiso para abandonar un pozo.

Antes de comenzar los trabajos de taponamiento y abandono de un pozo de petróleo o gas en explotación, el explotador deberá solicitar permiso por escrito a la oficina de zona respectiva. Si el abandono o taponamiento fueron autorizados por el ingeniero de zona, este supervigilará la operación de taponamiento del pozo en la fecha indicada en el aviso. El ingeniero de zona tendrá treinta (30) días para decidir sobre el permiso solicitado.

2. Métodos de taponamiento y procedimiento.

a. El pozo deberá llenarse de lodo desde el fondo hasta el tope de cada formación productiva, o colocarse un tapón puente en el tope de cada formación productiva, y en todo caso, deberá colocarse un tapón de cemento no menos de quince (15) pies de longitud inmediato a cada una de las formaciones productivas.

b. Deberá colocarse un tapón de cemento de una longitud aproximada de 50 pies por debajo de los intervalos que contengan agua dulce.

c. Deberá colocarse un tapón en la boca de todo pozo taponado y una placa metálica en la cual se indique el nombre del operador, la concesión, aporte de propiedad privada, el número del pozo, sus coordenadas, la profundidad del mismo y la fecha de abandono.

d. Los intervalos entre taponamientos, deberán llenarse con un lodo cuyo peso no sea menor de 12 libras por galón, y

e. El explorador o explotador escogerá la forma de colocar el cemento en el pozo.

Artículo 43. Cuando un pozo no cumpla los fines para los cuales fue perforado y se desee retirar el revestimiento de producción el operador deberá solicitar permiso al Ministerio de minas y petróleos.

Artículo 44. Cuando se desee retirar el revestimiento de producción, el pozo deberá dejarse lleno de lodo o cemento hasta la base de revestimiento de superficie. El lodo deberá tener una gravedad específica adecuada para sellar todos los estratos no productores que contengan agua, gas o petróleo. En la base del revestimiento de superficie deberá colocarse un tapón de cemento no menor de quince (15) pies de largo.

Artículo 45. 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 46. Cuando el operador no desee abandonar un pozo que ha dejado de producir, porque pueda ser utilizado como pozo de observación, deberá tener para ello permiso del Ministerio. Los demás pozos productores deberán ser reparados o taponados en un plazo máximo de tres (3) meses, contados a partir de la fecha del último cierre.

Artículo 47. 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 tres (3) meses.

CAPÍTULO V

Informes sobre perforación, terminación oficial y abandono de pozos exploratorios y de desarrollo.

Artículo 48. Cada quince (15) días calendarios, el operador enviará al Ministerio de Minas, con destino a la Sección de Conservación y recursos, el Formulario 5-CR, "Informe Quincenal", sobre los detalles más sobresalientes de la perforación de cada pozo, tales como el número de pies perforados, los registros tomados, los "Corazones" recobrados, las pruebas efectuadas y sus resultados, las presiones, los principales problemas presentados durante la perforación y las características del lodo.

Artículo 49. Dentro de los treinta (30) días siguientes a la finalización de la perforación de cualquier pozo, el operador enviará al Ministerio, debidamente diligenciado, el formulario 6-CR, "Informe de Terminación Oficial", junto con una copia de cada uno de los registros gráficos de cualquier tipo tomados en el pozo, y una copia de todo análisis efectuando a los fluidos o a la roca (análisis de corazones). En los pozos exploratorios, enviará una colección de muestras de zanja, representativas de cada formación de la sección sedimentaria atravesada por el taladro.

Artículo 50. En el caso de pozos exploratorios, la entrega de los registros tomados se hará directamente al representante del Ministerio que asista a la toma de dichos registros.

Artículo 51. Para cambiar la forma de terminación de un pozo o para realizar cualquier alteración de las condiciones actuales del mismo, o para abandonarlo, el operador deberá solicitar permiso al Ministerio por medio del formulario 7-CR, "Permiso sobre trabajos posteriores a la Terminación Oficial". Quince (15) días después de terminado el trabajo, el operador deberá informar sobre los resultados del mismo, por medio del formulario 10-CR, "Informe sobre trabajos posteriores a la terminación oficial". En los casos de abandono de pozos, el informe se rendirá en el formulario 10-A-CR; "informe sobre Taponamiento y Abandono".

Artículo 52. Cuando un pozo se complete en forma múltiple, el operador informará sobre los resultados del trabajo en el formulario 11-CR "Informe de Terminación Múltiple".

CAPÍTULO VI

Iniciación de la explotación.

Artículo 53. 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 54. El informe deberá contener:

1. Las últimas interpretaciones de estudios geológicos, mapas, columna estratigráfica y cortos 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, que incluya los aspectos estructurales regionales y una descripción de cada estructura.

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 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, pruebas de producción y presiones de fondo.

8. Descripción de las facilidades de producción y transporte de los hidrocarburos.

9. 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.

10. Mapas isopacos elaborados, y

11. Mecanismos de producción detectados en los yacimientos.

CAPÍTULO VII

Métodos de producción de petróleo o gas.

Artículo 55. Todos los pozos terminados 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 56. Todo pozo de flujo natural deberá equiparse y producir con un estrangulador "(choke)", que controle en forma adecuada el flujo.

Artículo 57. Toda producción de pozos de petróleo 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 58. Todo explotador deberá instalar medidores aprobados por el Ministerio a fin de registrar la producción de gas. Tales medidores, debidamente calibrados, deberán instalarse en la línea de gas de cada separador. En casos especiales, el Ministerio permitirá el uso de probadores de pozos en vez de medidores de gas, para lo cual el explotador hará las conexiones necesarias.

Artículo 59. Todo pozo de petróleo de flujo natural deberá someterse a pruebas de potencial dentro de los treinta (30) días siguientes a su terminación. En campos de explotación se efectuarán pruebas mensuales de potencial en todos los pozos y los resultados serán analizados por el ingeniero de zona respectivo o el funcionario que para tal efecto designe el Ministerio.

Artículo 60. Todo pozo de gas deberá someterse a pruebas de potencial, dentro de los treinta (30) días siguientes a su terminación, las cuales serán presenciadas por el ingeniero de zona y por el funcionario que el Ministerio designe para tal fin. El Ministerio, en cada caso, determinará la periodicidad de las pruebas de potencial en campos de explotación.

Artículo 61. El uso de las bombas de succión para hacer el vacío en cualquier formación que contenga petróleo o gas, sólo podrá hacerse previa autorización del Ministerio.

Artículo 62. El uso de equipo de bombeo de cualquier tipo, en pozos que fluyan, sólo podrá hacerse previa autorización del Ministerio.

Artículo 63. El explotador de petróleo solicitará permiso al Ministerio, por medio de formulario 12-CR, "Permiso sobre instalaciones de bombeo neumático (Gas-Lift)", para instalar equipos de bombeo neumático. Una vez hecha la instalación, deberá presentar un informe sobre la eficiencia del sistema y sobre el diseño final de la instalación.

CAPÍTULO VIII

Control de yacimientos.

Artículo 64. Producción separada de yacimientos.
Todo yacimiento de petróleo o gas deberá explotarse individualmente y sus pozos terminados, mantenidos y operados de acuerdo con las características del yacimiento en particular, salvo en los siguientes casos y previa autorización del Ministerio:

a. Cuando dos o más yacimientos, arenas o intervalos superyacentes tengan características similares.

b. Cuando dos o más yacimientos, arenas o intervalos superyacentes tengan características disímiles, pero su explotación separada sea antieconómica.

Artículo 65. El Ministerio determinará si un pozo o yacimiento es de gas de petróleo o de condensado, según el caso, y podrá reclasificar pozos o yacimientos que produzcan petróleo o gas natural.

Artículo 66. 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 este tome de inmediato las medidas necesarias para su corrección. Si no se lograrán resultados positivos, el Ministerio sin más actuación, ordenará el cierre del pozo.

Artículo 67. Todo pozo productor deberá someterse a pruebas de relación gas-aceite dentro de los 30 días siguientes a su terminación.

Artículo 68. No podrán producirse pozos de petróleo con relación gas-aceite superior a dos mil (2.000) pies cúbicos por barril, a menos que el Ministerio estudie el caso, fije otra relación permisible.

Artículo 69. 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 la sobrepase deberá ser sometido a trabajos de acondicionamiento para rebajarla. Si los trabajos son infructuosos, se ordenará de inmediato el cierre del pozo.

Artículo 70. Todo pozo de petróleo o gas deberá ser sometido a pruebas de presión de fondo dentro de los 30 días siguientes a su terminación.

Artículo 71. Quince (15) días después de terminada una prueba de potencial de pozos de gas, se deberá enviar el formulario número 25-CR, "Pruebas de pozos de gas".

Artículo 72. En los pozos de gas, el Ministerio ordenará, cuando lo estime conveniente, realizar pruebas para determinar la capacidad máxima de producción. Para ellos se utilizará el formulario 25-CR.

Artículo 73. En yacimientos de 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 74. 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, esta 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 75. 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 76. Cuando un yacimiento sea explotado por diferentes explotadores, el Ministerio podrá ordenar la aplicación de un plan cooperativo de explotación de acuerdo con el artículo 31 del Código de Petróleos. En cualquier caso, todo acuerdo de operación conjunta deberá estar sujeto a la aprobación previa del Ministerio.

Artículo 77. Todo ensayo o proyecto de mantenimiento de presión o de recuperación secundaria por inyección de fluidos o por cualquier otro método, deberá ser previamente aprobado por el Ministerio. Para tal efecto, el operador suministrará la información requerida, en los siguientes formularios:

Proyecto de mantenimiento de Presión, Formulario No. 13-CR.

Proyecto de Recuperación Secundaria, Inyección de Agua, Formulario No.14-CR.

Proyecto de Recuperación secundaria. Desplazamiento Miscible, Formulario No. 15-CR.

Proyecto de Recuperación Secundaria. Inyección de Vapor. Formulario No.15A-CR

Artículo 78. 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 campo donde está localizado.
2. Mapas estructurales, isopacos e isobáricos del yacimiento, que muestren todo 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 79. 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 80. Dentro de los treinta (30) primeros días de cada año calendario, el explotador de petróleo o gas que realice trabajos de recuperación

secundaria enviará al Ministerio la siguiente información sobre el periodo anterior:

1. Formulario número 24-CR, "Informe anual sobre operaciones de recuperación secundaria", y
2. Formulario número 22-CR, "Informe anual sobre mantenimiento de presión".

Artículo 81. Dentro de los quince (15) días siguientes a la terminación de una prueba de presión de fondo, se deberá enviar el formulario número 18-CR, "Informe sobre presión estática de fondo".

CAPITULO IX

Informe de concesiones, aportes y áreas de propiedad privada, en explotación

Artículo 82. Dentro de los primeros quince (15) días de cada mes, el explotador enviará al Ministerio, debidamente diligenciado por el Ingeniero de Zona respectivo, la información sobre las operaciones realizadas en el mes anterior.

Artículo 83. La información de que trata el artículo precedente, deberá contener:

1. Formulario número 9-CR, "Informe Mensual de Producción", de pozos de petróleo o condensado.
2. Formulario número 16, " Informe Mensual sobre Ensayos de Potencial de Pozos de Petróleo".
3. Formulario número 17, "Informe Mensual de Producción de Pozos de Gas".
4. Formulario número 18, "Informe Mensual sobre Producción y Utilización de Gas Natural".
5. Formulario número 19, " Informe sobre Plantas de Gas, Gas Tratado y Productos Obtenidos".

Cuando se realicen labores de recuperación secundaria, se deberá enviar, además, los siguientes formularios:

6. Formulario número 15A-CR, "Inyección Mensual de Vapor".
7. Formulario número 20-CR, "Informe Mensual sobre Inyección de Agua y Producción" (Recuperación Secundaria).
8. Formulario número 21-CR, "Informe Mensual sobre Mantenimiento de Presión" (Inyección de Gas).
9. Formulario número 22-CR, "Informe Anual sobre Mantenimiento de Presión" (Inyección de Gas).
10. Formulario número 23, "Informe mensual sobre Desplazamiento Miscible", y
11. Formulario número 24-CR, "Informe Anual sobre Operaciones de Desplazamiento Miscible" (Recuperación Secundaria).

CAPITULO X

Conservación de petróleo y gas

Artículo 84. La producción y manejo del petróleo y del gas o de sus derivados, deberá ejecutarse en tal forma que no se cause desperdicio físico, ni económico de los mismos.

Artículo 85. Todos los operadores, perforadores, transportadores, distribuidores, compañía de servicios o contratista, deberán en todo tiempo efectuar las operación 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 conductores o equipos.

Artículo 86. Los explotadores de petróleo no podrán en ningún caso, almacenar temporal o permanentemente petróleo en estanques de paredes de tierra o en cualquier otro deposito abierto.

Artículo 87. Deberá evitarse la quema de petróleo o gas, proveniente de las pruebas de formación o de producción en pozos exploratorios o en desarrollo, a menos que lo autorice el Ministerio.

Se exceptúan de esta disposición, el petróleo o gas provenientes de las pruebas hechas a través de la tubería de perforación, 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 terminado, cuando ésta no exceda de 24 horas.

Artículo 88. 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 89. La producción de petróleo de yacimientos de condensado deberá efectuarse con el "reciclo de gas que se produzca, y si esto no fuere económico, el gas deberá ser utilizado industrialmente.

Artículo 90. Todo explotador de petróleo o 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:

1. Mantenimiento de presión del yacimiento, o recuperación secundaria, de acuerdo con los procedimientos técnicos reconocidos en la industria.
2. Extracción de gasolina natural y otros líquidos contenidos en el gas húmedo.
3. Uso industrial o doméstico, incluso como combustible en las propias instalaciones del explotador; y
4. Inyección en el subsuelo para su almacenamiento, de acuerdo con las técnicas y procedimientos aceptados por la industria.

Artículo 91. El gas residual de plantas de gas no podrá ser quemado si el volumen permite su uso industrial o pueda ser inyectado a yacimientos para propósitos de recuperación secundaria, de mantenimiento de presión o de almacenamiento en el subsuelo para uso futuro.

Artículo 92. Si pasados tres (3) años a partir de la fecha de 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 1961](#).

Artículo 93. 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.

CAPITULO XI

Prevención de contaminación

Artículo 94. Los exploradores o explotadores de petróleo o gas, los operadores de oleoducto, 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 División de Petróleos 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 el 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 ejecutarán de tal manera que eviten la contaminación de las aguas y para tal efecto se tomarán las siguientes medidas:

1. 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 inyectarla en estratos que hayan sido productores de agua salada, previo permiso del Ministerio de Minas y Petróleos.

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 INDERENA el comprobante respectivo.

2. 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.

3. Por ningún motivo se permitirá desagües de petróleo o de sus derivados en aguas del mar territorial, en zonas de agua dulce, lagos, lagunas, ríos, riachuelos etc. En zonas de agua dulce utilizadas para servicios públicos se evitará, además el descargue de agua salada.
4. Todas las plataformas de perforación o de trabajos posteriores ("workovers") fijas o móviles que operen el mar territorial o en zonas de agua dulce, tendrán en funcionamiento uno o más tanques de recolección a donde confluyan los drenajes de la plataformas y donde se recojan los residuos producidos por derrames de materiales líquidos considerados como contaminantes. Estos residuos deberán ser descargados en tierra.
5. En operaciones costa-afuera, los residuos sólidos combustibles podrán ser quemados y sus cenizas arrojadas al mar. En zona de agua dulce no se permitirá esta operación.
6. Los desperdicios sólidos no combustibles deberán ser depositados en tierra.
7. En los terminales marítimos deben existir instalaciones apropiadas que puedan manejar el lastre que utilizan los barcos transportadores de petróleo.
8. En 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 autorizar la perforación de pozos direccionales y su terminación como tales.

9. 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 en los puntos críticos del sistema de tuberías.
10. Los tanque de almacenamiento de petróleo colocados en plataformas o en el lecho del mar, deberán estar dotados de instrumentos de cierre automático que eliminen los derrames de petróleo, y
11. Las líneas al aire de los separadores, pueden colocarse bajo el agua, siempre y cuando dichos separadores funcionen eficientemente.

Artículo 95. 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 XII

Almacenamiento de petróleo y gas

Artículo 96. Los tanque de almacenamiento se deberán colocar a las siguientes distancias, medidas a partir del extremo inferior de los mismos:

1. De una carretera 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 viviendas y lugares en los cuales se produzcan llamadas, la equivalente a tres diámetros.

Los tanque 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 97. Cuando se considere necesario proteger la vida, salud o la propiedad de las personas, el Ministerio podrá ordenar la construcción 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 1/2) 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 XIII

Informes técnicos para aportes, concesiones y áreas de propiedad privada

A.-Informe de geología o geofísica

Artículo 98. Toda persona que haga exploraciones en busca de petróleo o gas en concesiones en exploración o en y petróleos, con destina a la Sección de Conservación y explotación, en propiedades privadas, áreas licitadas o en áreas aportadas, deberá presentar al Ministro de Minas y Petróleos, con destino a la Sección de Conservación y Reservas, antes del 1º de marzo de cada año, la siguiente información referente al año calendario inmediatamente anterior.

Una Memoria Geológica o 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 o Geofísica, con indicación del número de la matrícula profesional.

2. Geología:

Informe geológico, que comprenda:

a) Geología general.

b) Estratigrafía:

Nombres de las formaciones.
Existencia de las mismas y su nomenclatura.
Litología.
Espesor y contactos.
Edad y correlación, y
Ambiente de sedimentación.

c) Geología estructural:

Descripción general.
Descripción de las estructuras del área.
Relaciones regionales.

d) Geología histórica.

e) 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.

Rezumaderos 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.

f) Pozos exploratorios perforados en el área:

Nombre del pozo.

Localización.

Estratigrafía.

Muestras de Hidrocarburos.

Conclusiones.

g) Plan de actividades para el siguiente período.

3. Geofísica:

Informe geofísico, que comprende:

a) Métodos geofísicos empleados en el área.

b) Compañías de servicio utilizadas para los levantamientos.

c) Número de kilómetros de líneas para los levantamientos.

d) Número de cuadrilla-mes utilizadas.

e) Resultados del estudio sísmico.

f) Análisis de velocidad.

g) Conclusiones de los puntos anteriores.

h) Extensión de las líneas.

i) Tipo de registros.

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

4. Documentos Anexos:

a) Mapa índice del área a escala apropiada.

b) Mapa topográfico o batimétrico a escala apropiada.

c) Mapa geológico de superficie a escala apropiada.

d) Secciones geológicas longitudinales y transversales a la misma escala del mapa geológico base.

- e) 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.
- f) Columna estratigráfica generalizada.
- g) Mapa base con todas las líneas de exploración geofísica levantadas.
- h) Copia del informe geofísico final elaborado por la compañía de servicio que efectuó el levantamiento.
- i) Copias reproducibles de todas las líneas geofísicas levantadas en el área debidamente procesadas y corregidas.
- j) Mapas de contornos estructurales, con especificación de los horizontes sísmicos empleados, funciones de velocidad, etc.
- k) Diagramas Tiempo-Profundidad-Velocidad que se hayan elaborado.
- l) Resultados de exámenes paleontológicos.
- m) Mapas de facies, de salinidad, litológicos, etc., que incluyan los diagramas de correlaciones.
- n) Copias reproducibles, copias o sus equivalentes, de mapas de gravedad final (Bouguer) y de la localización de las estaciones correspondientes, cuando se trate de estudios gravimétricos.
- ñ) Copias reproducibles, copias 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 magactométricos, y

5. Plan completo de actividades para el nuevo período

Artículo 99. Si la información solicitada en el artículo anterior ha sido enviada, es suficiente mencionar tal hecho y la fecha en la cual se presentó al Ministerio.

Artículo 100. Es entendido que toda la información anterior deberá ser suministrada al Ministerio de Minas y Petróleos antes de la iniciación del período de explotación.

Artículo 101. Cualquier tipo de estudio geológico o geofísico realizado durante el período de explotación, deberá ser suministrado al Ministerio de Minas y Petróleos, con el objeto de mantener actualizada toda la información referente a la materia de que trata este Capítulo.

B.-Informe de ingeniería.

Artículo 102. Antes del 1º de marzo de cada año, todo explotador de petróleo o gas enviará un informe técnico de Ingeniería, con destino a la Sección de Conservación y Reservas del Ministerio de Minas y Petróleos, 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:

- a) Volumétrico.
- b) De Balance de Materiales.
- c) 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. Índices 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 103. Si parte de la información solicitada en este artículo ya se ha enviado, es suficiente mencionar tal hecho y la fecha en la cual se presentó al Ministerio.

Artículo 104. Para todo yacimiento sometido a programas de recuperación secundaria o de mantenimiento de presión, el explotador adicionará el informe solicitado en el artículo 102, 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. Organizaciones 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 (fil-up), antes de determinar el efecto de la inyección de fluidos.

Artículo 105. 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, etcétera).
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:
 - a) Condiciones impuestas al modelo, tales como: Rata diaria de producción, rata mínima económica, relaciones gas-petróleo y porcentajes de agua que ocasionen el cierre o reparación de pozos.
 - b) Alternativas que considera el modelo, tales como: Perforación de nuevos pozos, espaciamento, métodos de recuperación primaria o secundaria, inyección, localización de pozos inyectoros y fuente o disponibilidad de los fluidos inyectados.
 - c) 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, etcétera, 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 en el lenguaje en que fue escrito.

Artículo 106. El Ministerio de Minas y Petróleos 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 107. El Ministerio de Minas y Petróleos podrá exigir la utilización de un modelo matemático que muestre el comportamiento del yacimiento, en aquellos casos que considere necesario.

Artículo 108. El Ministerio podrá exigir la permanencia de un funcionario suyo durante el período 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 109. 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 110. Los estudios efectuados con modelos matemáticos deberán acompañarse de mapas, en los cuales se muestre el avance de los contactos gas-petróleo y agua-petróleo, así como la distribución de las saturaciones de gas y agua en diferentes períodos 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 sí se usaren.
3. Curvas de presión capilar.
4. Rata de producción diaria, de producción acumulada de los fluidos y de la presión vs. Tiempo, y
4. Perforación de nuevos pozos y reacondicionamiento de pozos vs. Tiempo.

CAPITULO XIV

Informes contractuales para concesiones en Exploración y explotación.

Artículo 111. En los informes de que trata el artículo 28 del Código de Petróleos y el 10 del Decreto 1348 de 1961, el concesionario deberá especificar los siguientes rubros:

A. Concesiones en Exploración.

1. Costos de geología de superficie, en dólares / cuadrilla mes.
2. Costos de exploración geofísica.
3. Costos totales de perforación de pozos, especificando costos pagados a las compañías de servicios, y
4. Costo promedio por pie perforado.

B. Concesiones en explotación.

1. Costos de geología de superficie en dólares / cuadrilla mes.
2. Costos de explotación geofísica en dólares / cuadrilla mes.
3. Costos totales de perforación de pozos especificando costos pagados a las compañías de servicios.
4. Costo promedio por pie perforado.
5. Costo de mantenimiento de pozos.
6. Costo de trabajos de reacondicionamiento de pozos, tanto de pozos de inyección como de producción.

7. Salarios y prestaciones sociales, en dólares y en pesos por administración directa de la concesión.
8. Inversiones en tratamiento y aprovechamiento de gas natural.
9. Inversiones en refinerías, oleoductos, gasoductos y su mantenimiento.
10. Valor total pagado por regalías a la Nación, Departamentos, Intendencias, Comisarías y Municipios.
11. Amortización en áreas no productivas.

CAPITULO V

Disposiciones Finales.

Artículo 112. Toda información que los exploradores o explotadores de petróleo y gas presenten al Ministerio, deberá estar firmada por el representante autorizado de ellos.

Se entiende como representante autorizado en los campos, para estos efectos, el Superintendente General del Campo o en su defecto, el Jefe de Ingeniería. En Bogotá, lo es el Gerente de la Compañía, el Apoderado General de la misma y el Jefe de Ingeniería o el Jefe de Exploración, según el caso.

Artículo 113. Toda la información relacionada con Ingeniería y Geología de Petróleos presentada al Ministerio, deberá ser firmada por un Ingeniero de Petróleos presentada o un Geólogo, respectivamente, con matrícula profesional.

Artículo 114. El Ministerio de Minas y Petróleos 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 115. Las empresas de servicios que adelanten exploraciones geofísicas deberán presentar al Ministerio de Minas y Petróleos dentro de los quince (15) primeros días de cada mes, un informe de las operaciones realizadas en el mes anterior, con las siguientes especificaciones:

1. Personas naturales o jurídicas para las cuales ejecutan los trabajos.
2. Localización de las áreas investigadas, con determinación de las correspondientes propuestas, contratos, aportes, terrenos de propiedad privada o zonas libres.
3. Longitud de las líneas levantas.
4. Especificación de los sistemas, métodos y equipos utilizados.
5. Número de días trabajados en el mes, y
6. Lugar del procesamiento de la información obtenida.

Artículo 116. Es entendido que las obligaciones de que trata el presente Decreto, se cumplirán sin perjuicio de las establecidas en los artículos 28 y 163 del Código de Petróleos.

Artículo 117. El Gobierno podrá imponer multas hasta de cinco mil dólares (US\$ 5.000.00) en cada caso, por el incumplimiento de las obligaciones de que trata el presente Decreto.

Artículo 118. Las medidas de conservación de petróleo y gas que ordene el Ministerio deberán ser cumplidas en forma inmediata por los interesados, aun en el caso de que manifiesten su desacuerdo con ellas y soliciten someter tal desacuerdo al procedimiento arbitral, de que trata el inciso primero del artículo 16 de la [Ley 10 de 1961](#).

Artículo 119. El presente Decreto rige a partir de la fecha de su publicación y deroga todas las disposiciones que le sean contrarias.

Publíquese y cúmplase.

Dado en Bogotá, Distrito Especial, a 15 de septiembre de 1973.