

REPÚBLICA DE COLOMBIA



MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA

DECRETO NÚMERO

DE

()

Por el cual se establecen medidas en materia de exploración y explotación de hidrocarburos en el país y se deroga el Decreto 1895 de 1973

EL PRESIDENTE DE LA REPUBLICA DE COLOMBIA

En ejercicio de sus facultades constitucionales y legales, en especial las conferidas por el numeral 11 del artículo 189 de la Constitución Política,

o

CONSIDERANDO:

Que de conformidad con el artículo 332 de la Constitución Política el Estado es propietario del subsuelo y de los recursos naturales no renovables y por mandato de los artículos 3 y 5 del Decreto 70 de 2001, le corresponde al Ministerio de Minas y Energía adoptar los reglamentos y hacer cumplir las disposiciones constitucionales, legales y reglamentarias relacionadas con su exploración y explotación.

Que con respecto al sector hidrocarburífero, el artículo 12 del mencionado Decreto defiere a ese Ministerio la potestad de velar por el cumplimiento de las disposiciones legales, reglamentarias y las normas técnicas relacionadas con su exploración y explotación para asegurar que estas actividades se realicen en forma técnica y económica y se asegure la utilización y aprovechamiento de los recursos en forma racional e integral.

Que el Decreto 1895 de 1973 que reglamenta la exploración y explotación del petróleo y del gas ha devenido obsoleto por los avances tecnológicos y los cambios institucionales del país, siendo necesario actualizarlo y armonizarlo con esa nueva situación.

Que con el fin de impulsar la calidad en los procesos de productividad y de competitividad de los bienes y servicios de los mercados, se hace necesario implantar mecanismos que garanticen una adecuada infraestructura para el logro de tal fin.

Que los Reglamentos Técnicos se establecen para garantizar la seguridad nacional, proteger la vida, la salud y la seguridad humana, animal y vegetal, la protección del medio ambiente y la prevención de prácticas que puedan ser potencialmente peligrosas.

DECRETA:

Por el cual se establecen medidas en materia de exploración y explotación de hidrocarburos en el país y se deroga el Decreto 1895 de 1973

TITULO I

DISPOSICIONES PRELIMINARES

Artículo. 1 - Objetivo. El presente Decreto tiene por objeto regular y controlar las actividades relativas a la exploración y explotación de hidrocarburos, maximizar su recuperación final y evitar su desperdicio.

Artículo. 2 – Ámbito de aplicación. Las disposiciones contenidas en este Decreto se aplican a todas las personas naturales o jurídicas que desarrollen actividades de exploración y explotación de hidrocarburos.

Artículo. 3 – Órganos competentes. Corresponde al Ministerio de Minas y Energía - Dirección de Hidrocarburos, o quien haga sus veces, controlar las actividades reglamentadas en este Decreto, proferir los reglamentos técnicos, actualizar las normas e imponer las sanciones respectivas.

El operador suministrará las facilidades de transporte, alojamiento, oficina y alimentación a los funcionarios asignados, para el cumplimiento de sus funciones. A su vez, el operador entregará la información que sea requerida y facilitará el acceso a las instalaciones sin restricción alguna.

Artículo. 4 – Normas técnicas y estándares. En el desarrollo de las operaciones reglamentadas en este Decreto se debe aplicar los estándares internacionales y las normas recomendadas por el AGA, API, ASTM, NEMA, NFPA, NTC, SPE o cualquiera otra que las iguale o supere.

En donde se desarrollen estas actividades, los manuales y normas técnicas requeridos deben estar a disposición permanente de las autoridades administrativas o de cualquier otra entidad o persona debidamente autorizada o delegada por el Ministerio de Minas y Energía - Dirección de Hidrocarburos.

Artículo. 5 – Disposiciones complementarias. Las actividades reglamentadas por este Decreto están sujetas a todas las leyes, decretos y actos administrativos relativos al desarrollo de la actividad.

Parágrafo 1: Las licencias y permisos necesarios para el desarrollo de cualquier actividad relacionada con las operaciones de exploración y explotación de hidrocarburos, son responsabilidad del operador obtenerlas y mantenerlas vigentes.

Artículo. 6 – Definiciones: Para los efectos de esta reglamentación, se adoptan las siguientes definiciones:

Abandono: Es el taponamiento y abandono de pozos, el desmantelamiento de construcciones, la limpieza y restauración ambiental de las áreas donde se hubieren realizado Operaciones de Exploración, Evaluación o Explotación.

Aforo: Medición en tanques fijos calibrados, a condiciones estándares de presión y temperatura, de la cantidad en reposo de hidrocarburos.

AGA: American Gas Association. (Asociación Americana del Gas)

Por el cual se establecen medidas en materia de exploración y explotación de hidrocarburos en el país y se deroga el Decreto 1895 de 1973

Análisis de Riesgo: El estudio para evaluar los peligros potenciales y sus posibles consecuencias en una Instalación existente o en un proyecto, con el objeto de establecer medidas de prevención y protección.

ANH: Agencia Nacional de Hidrocarburos.

Año: Es el período de doce (12) meses consecutivos contado desde una fecha específica.

API: American Petroleum Institute (Instituto Americano del Petróleo)

Área Contratada: Es la superficie y su proyección en el subsuelo identificada, en la cual el contratista está autorizado, para efectuar las operaciones de exploración, evaluación y explotación de hidrocarburos.

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

Área de Explotación: Es la porción del área contratada en la cual el contratista decide explotar comercialmente uno o mas yacimientos de hidrocarburos.

ASTM: American Society for Testing and Materials (Sociedad Americana para Pruebas y Materiales).

Barril de Petróleo Crudo: Es una unidad de medida de volumen, normalmente utilizada para hidrocarburos líquidos que consta de cuarenta y dos (42) galones de los Estados Unidos de América, reportada normalmente a condiciones estándar (una temperatura de sesenta grados Fahrenheit (60° F) y a una (1) atmósfera de presión absoluta).

Buenas Prácticas de la Industria del Petróleo: Es la aplicación por parte de los operadores y/o contratistas, de los mejores estándares y normas internacionales aplicables al sector de los hidrocarburos en lo relacionado con estudios, manuales, procedimientos, equipos, procesos, facilidades de producción, etc., con los cuales se obtienen buenos resultados operativos sin daño a las personas, comunidades ni medio ambiente.

BS&W: Sedimentos de fondo y agua contenidos en el petróleo crudo.

Calibración: Es el conjunto de operaciones que establecen bajo condiciones específicas, la relación entre valores de cantidades indicadas por un instrumento o sistema de medición, o por un material patrón o de referencia, y los valores correspondientes a los establecidos como estándares.

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

Campo Comercial: Es la porción del área contratada en cuyo subsuelo existen uno o más yacimientos descubiertos, que el contratista ha decidido explotar comercialmente.

Por el cual se establecen medidas en materia de exploración y explotación de hidrocarburos en el país y se deroga el Decreto 1895 de 1973

Condensado: Mezcla de hidrocarburos relativamente ligeros que permanecen líquidos a temperatura y presión normales, con alguna cantidad de propano y butano disueltos en la mezcla, sin ninguna cantidad de hidrocarburos pesados.

Condiciones Estándar: Condiciones de presión y temperatura de referencia. Para la temperatura es de quince grados y cinco décimas de grados Celsius (15.5°C), (sesenta grados Fahrenheit (60°F) y para la presión es de catorce coma seiscientos noventa y seis libras (14,696) por pulgada cuadrada.

Control técnico de las operaciones: Es el conjunto de actividades conducentes a realizar acciones de control, desde el punto de vista técnico, en las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos.

Control: Comprobación o inspección de alguna operación o evento. Limitación o verificación del mismo; supervisión de lo realizado por otros.

Declaración de Comercialidad: Comunicación escrita en la cual el operador declara a la ANH, o a quien haga sus veces, su decisión incondicional de explotar comercialmente el descubrimiento realizado en el área contratada como campo comercial.

Día: Período de veinticuatro (24) horas que se inicia a las cero horas (00:00) y termina a las veinticuatro horas (24:00).

Estimulación: Tratamiento a la formación productiva de un pozo con el objetivo de mejorar su productividad.

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

Evaluación: Trabajos realizados para determinar la capacidad de producción de hidrocarburos, o de determinar algún parámetro petrofísico de las rocas o fluidos de los yacimientos.

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

Factor de calibración del Medidor: Relación entre el volumen bruto medido, utilizando un sistema de calibración, y el volumen registrado por un medidor de fluidos durante una prueba de calibración.

Formación: Es una unidad sedimentaria, con límites definidos y características litológicas propias. La formación se puede dividir en miembros o capas.

Gas Libre: Todo gas natural que se encuentra en fase gaseosa a las condiciones de presión y temperatura del yacimiento.

Gas Natural: Todo hidrocarburo que permanece en estado gaseoso en condiciones atmosféricas normales extraído directamente de yacimientos que contienen hidrocarburos. Puede contener como impurezas otros elementos no hidrocarburos.

Por el cual se establecen medidas en materia de exploración y explotación de hidrocarburos en el país y se deroga el Decreto 1895 de 1973

Hidrocarburo: Cualquier compuesto o mezcla de compuestos, sólido, líquido o gas que contiene carbono e hidrógeno (p. ej. : carbón, aceite crudo y gas natural).

Hidrocarburos Líquidos Pesados: Son todos los hidrocarburos líquidos con una gravedad API igual o inferior a catorce grados (14° API).

Instrumento de medición: Es la parte del sistema de medición que registra las variaciones generadas y proporciona una lectura asociada a la variable que se desea medir.

Levantamiento Artificial: Técnicas y sistemas utilizados para llevar a superficie los fluidos que se encuentran en el pozo cuando su energía no es suficiente para conducirlos naturalmente (flujo natural) o cuando se pretenda incrementar los volúmenes de producción.

Medición: Es la comparación contra un patrón con el objetivo de determinar el valor de una variable, sobre la base de un procedimiento predeterminado.

Mes: Período contado a partir de cualquier día de un mes calendario y que termina el día anterior al mismo día del mes calendario siguiente o, si se trata del día primero, el último día del mes en curso.

NEMA: National Electrical Manufacturers Association (Asociación Nacional de Manufactureros de equipos eléctricos).

NFPA: National Fire Protection Association. (Asociación Nacional de Protección Contra incendio).

Norma Técnica: Es una especificación técnica internacional, comunitaria o nacional aprobada por un organismo reconocido por su actividad normativa para una aplicación, evento u operación que se realiza repetida o frecuentemente.

NTC: Norma Técnica Colombiana.

Operador: Persona natural o jurídica que celebra un contrato o un convenio con el Estado Colombiano para la exploración y explotación de hidrocarburos.

Petróleo: Toda mezcla de hidrocarburos en estado líquido en condiciones normales y que puede contener cantidades variables de impurezas.

Placa o platina de orificio: Es una placa metálica circular con un orificio, colocado en una tubería a través de la cual pasa el fluido. El diámetro del orificio siempre es inferior al diámetro del tubo. Utilizada para la medición del gas.

Pozo: Es un hueco perforado a través del subsuelo con el objeto de conducir los fluidos del yacimiento a superficie. Se considera como parte integral del pozo las tuberías de protección del mismo (revestimiento, liners, cementaciones, etc)

Pozo abandonado: Es todo pozo que se decide no utilizar para ningún fin, el cual debe ser taponado adecuadamente.

Por el cual se establecen medidas en materia de exploración y explotación de hidrocarburos en el país y se deroga el Decreto 1895 de 1973

Pozo de desarrollo: Es un pozo perforado en un yacimiento probado como productor de hidrocarburos.

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

Pozo exploratorio: Es un pozo a ser perforado en un área no probada para determinar la existencia de un nuevo campo, una nueva formación productora, un yacimiento mas profundo o un yacimiento mas somero.

Pozo inactivo: Es todo pozo que no está realizando ninguna función en el campo, pero que puede ser utilizado con algún fin posteriormente o abandonarlo definitivamente.

Pozo inyector: Es todo pozo que permite la introducción de fluidos a un yacimiento.

Pozo productor: Es todo pozo que permite el drenaje de hidrocarburos de un yacimiento.

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

Pruebas de presión: Son pruebas que registran con el tiempo las variaciones de presión en un pozo o grupo de pozos.

Prueba Extensa: Es el periodo de producción posterior a la prueba inicial, que tiene como fin el determinar información adicional del yacimiento tal como presiones, propiedades de la roca, tipo de empuje, mecanismo de producción, etc., a través de pruebas específicas previamente establecidas, con lo cual se establecerá la comercialidad o no del campo.

Pruebas Iniciales: Son las pruebas mediante las cuales se determina el potencial inicial del pozo.

Punto de transferencia de custodia: Es el sitio en donde se mide la producción de hidrocarburos de cada campo, que será transportada a los puntos de venta, ya sea exportación ó refinación.

Puntos de medición y entrega: Son los puntos establecidos para la medición y entrega oficial de los hidrocarburos producidos.

G.O.R. (R.G.P): Relación entre el volumen de gas producido y el volumen de petróleo producido a condiciones estándar.

Reacondicionamiento de Pozos: Todos los trabajos efectuados en un pozo posteriores a la terminación oficial del mismo, que tiene como fin mejorar las condiciones de productividad o inyectividad del mismo.

Recobro último: Es la relación entre el volumen recuperado y volumen original estimado de hidrocarburos existentes in situ, en un determinado yacimiento.

Por el cual se establecen medidas en materia de exploración y explotación de hidrocarburos en el país y se deroga el Decreto 1895 de 1973

Recuperación Mejorada: Técnicas aplicadas a los yacimientos para mantener la energía en el yacimiento, con el fin de incrementar la recuperación final de hidrocarburos.

SPE: Society of Petroleum Engineers (Sociedad de Ingenieros de Petróleos).

Tabla volumétrica: Tabla que indica el volumen contenido en un tanque para cada nivel de llenado.

Terminación: Conjunto de trabajos u operaciones posteriores a la perforación, que tienen por objeto poner el pozo en condiciones de producción.

Transferencia de Custodia: Operación que ocurre cuando un producto es entregado a un tercero para su manejo y custodia, manteniendo la propiedad del producto.

Unificación: Convenio de explotación celebrado entre contratistas colindantes para permitir el desarrollo eficiente de un yacimiento explotado en forma compartida. Debe ser autorizado por el MME.

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

TITULO II

EXPLORACIÓN

Artículo. 7 - Actividades de Exploración. Las actividades de exploración de hidrocarburos deben incluir alguno de los siguientes estudios:

- a) Estudios con sensores remotos (fotos aéreas, imágenes satelitales, radar).
- b) Estudios geológicos (geología de campo, geoquímica, bioestratigrafía, petrografía)
- c) Estudios geofísicos (magnetometría, magnetotelúrica, gravimetría, sísmica)
- d) Perforación de pozos estratigráficos.

Artículo. 8 - Plan Exploratorio. Antes de iniciar los trabajos, se debe presentar al Ministerio de Minas y Energía – Dirección de Hidrocarburos, la siguiente información:

- a) Comunicación sobre la fecha de inicio de las actividades, la cual debe incluir el mapa geográfico del área con coordenadas y escala, cronograma de actividades, metodología y tecnologías a utilizar.
- b) Informes semanales (vía correo electrónico).

Parágrafo: Toda modificación se comunicara previamente al Ministerio de Minas y Energía – Dirección de Hidrocarburos.

Artículo. 9 - Informes. El contratista presentara informes de acuerdo con lo estipulado en el Título VIII de este Reglamento.

Por el cual se establecen medidas en materia de exploración y explotación de hidrocarburos en el país y se deroga el Decreto 1895 de 1973

Artículo. 10 - Terminación de actividades de exploración: Terminadas las actividades de exploración, el contratista debe restaurar el área y estar a paz y salvo en pagos de salarios, afectaciones, servidumbres y arriendos.

Artículo. 11 – Seguridad: En los trabajos que se ejecuten se aplicarán las buenas prácticas de la industria identificando eventuales situaciones de emergencia para cuyo efecto se deben tener planes de contingencia.

**TITULO III
PERFORACIÓN
CAPITULO I**

ACTIVIDADES DE PERFORACIÓN

Artículo. 12 - Permiso para Perforar. Para iniciar la perforación de un pozo, se debe solicitar y obtener el permiso diligenciando la forma 4CR “Permiso para Perforar” con veinte (20) días de anticipación. El permiso tendrá una validez de tres (03) meses, contados a partir de la fecha establecida para el inicio de perforación del pozo. Si durante este lapso no se comienza la perforación, el operador dispondrá de treinta (30) días para justificar tal situación y renovar el permiso.

Artículo. 13 - Verificaciones. En las operaciones en tierra o costa afuera una vez se haya instalado la subestructura o plataforma, antes de iniciar la perforación se realizara una visita por con el fin de verificar las condiciones técnica y de la locación en el pozo.

La visita será practicada por un delegado del Ministerio de Minas y Energía - Dirección de Hidrocarburos, de cuyo resultado se rendirá un informe; si del informe en mención se presentan observaciones o recomendaciones, el operador realizara los correctivos necesarios, de lo contrario se ordenará la suspensión de las operaciones.

Una vez cumplidos todos los requisitos se dará inicio a la perforación mediante acta suscrita por los representantes del Ministerio de Minas y Energía - Dirección de Hidrocarburos y del operador.

.Las verificaciones, serán obligatorias en pozos exploratorios y pozos de avanzada. Para el caso de pozos de desarrollo, bastara con la aprobación de la forma y el aviso de inicio de perforación al Ministerio de Minas y Energía - Dirección de Hidrocarburos, quien puede realizar verificaciones al respecto y de ser el caso ordenar la suspensión de las operaciones.

Artículo. 14 – Suspensión y Revocación del Permiso de Perforación. El Ministerio de Minas y Energía - Dirección de Hidrocarburos podrá revocar el permiso para perforar e imponer las sanciones de acuerdo con lo señalado en el Artículo 95 de este Decreto, cuando las condiciones de seguridad en las operaciones no sean las adecuadas o cuando se cambio unilateralmente alguno de requisitos establecidos en la forma 4CR aprobada.

Artículo. 15 - Prohibiciones. Ningún pozo podrá ser perforado a menos de las siguientes distancias, sin permiso especial del Ministerio de Minas y Energía - Dirección de Hidrocarburos:

Por el cual se establecen medidas en materia de exploración y explotación de hidrocarburos en el país y se deroga el Decreto 1895 de 1973

- a) Cien (100) metros entre la proyección vertical del fondo del pozo a superficie y el lindero del área contratada.
- b) Cien (100) metros de cualquier instalación industrial.
- c) Cincuenta (50) metros de oleoductos y gasoductos.
- d) Cincuenta (50) metros de las líneas de transmisión eléctrica para el servicio público.
- e) En la parte edificada de las poblaciones.
- f) En las zonas ocupadas por obras públicas.

Artículo. 16 - Programa de Perforación. La perforación de un pozo debe sujetarse al programa aprobado por el Ministerio de Minas y Energía – Dirección de Hidrocarburos. Cualquier modificación debe ser previamente aprobada.

Artículo. 17 - Informes. Durante la perforación del pozo, se debe enviar vía correo electrónico el informe diario de perforación, el cual debe contener como mínimo lo siguiente:

- a) Reporte diario de perforación (Ingeniería).
- b) Reporte diario de geología.
- c) Registro de evaluación de formaciones.

Además del informe diario, se debe tramitar cada quince (15) días la forma 5 “Informe Quincenal de Perforación” la cual incluirá las principales actividades desarrolladas, parámetros de perforación, registros, pruebas y los resultados obtenidos durante la perforación.

Artículo. 18 – Operaciones de Profundización y Cambio de Objetivo. Si fuese necesario la profundización de un pozo en perforación o por condiciones operativas se redirecciona a un nuevo objetivo, se debe dar aviso al Ministerio de Minas y Energía – Dirección de Hidrocarburos, justificando técnicamente la operación proyectada y actualizando la forma 4, que no es requisito previo para continuar con el desarrollo de las actividades mencionadas.

CAPITULO II

TERMINACION DE POZOS

Artículo. 19 - Completamiento de pozos. El completamiento de un pozo puede ser de uno o varios intervalos; en este último caso se requiere la autorización previa del Ministerio de Minas y Energía – Dirección de Hidrocarburos mediante el Formato 11 “Solicitud de permiso para terminación múltiple”, con su respectivo soporte técnico.

Artículo. 20 - Plan original y modificaciones. El completamiento de un pozo se realizara de acuerdo con el plan originalmente aprobado, el cual se ajustara a las condiciones encontradas durante la perforación. El programa de ajuste o modificación debe ser comunicado previamente al Ministerio de Minas y Energía – Dirección de Hidrocarburos, soportando los cambios y actualizando la forma 4.

Por el cual se establecen medidas en materia de exploración y explotación de hidrocarburos en el país y se deroga el Decreto 1895 de 1973

Artículo. 21 - Tubería de revestimiento usada. No se permite la utilización de tubería de revestimiento usada, salvo que el Ministerio de Minas y Energía previa presentación de la certificación de la inspección y prueba certificada por parte de una compañía especializada.

Artículo. 22 - Seguridad de las tuberías de revestimiento. Las tuberías de revestimiento que se utilicen deben estar diseñadas para resistir esfuerzos de colapso, tensiones y presión interna según las condiciones esperadas.

Artículo. 23 - Tubería de revestimiento de superficie en presencia de acuíferos. En caso de atravesar algún cuerpo de agua dulce, la tubería de revestimiento de superficie debe instalarse por lo menos cincuenta (50) pies por debajo del límite inferior del acuífero.

Artículo. 24 - Terminación de pozo en hueco abierto. Ningún pozo se podrá terminar en hueco abierto, salvo en casos excepcionales autorizados por el Ministerio de Minas y Energía - Dirección de Hidrocarburos.

Artículo. 25 – Pozo de Reemplazo. Si durante la perforación se tiene que abandonar un pozo por fallas mecánicas sin haber alcanzado su objetivo principal y se quiera iniciar inmediatamente uno que lo reemplace o realizar una ventana lateral con el fin de alcanzar el objetivo propuesto, se debe enviar la actualización de la forma 4 con la información de respaldo (programa de desviación), previo aviso al Ministerio de Minas y Energía - Dirección de Hidrocarburos.

Artículo. 26 - Prueba inicial. Concluida la perforación se realizará esta con el fin de determinar o no la presencia de hidrocarburos, para lo cual previamente se enviara el programa respectivo al Ministerio de Minas y Energía - Dirección de Hidrocarburos. Es importante mencionar, que las pruebas iniciales tendrán una duración máxima de siete (07) días por intervalo.

Artículo. 27 - Análisis fisicoquímicos. Cada muestra de gas, condensado, petróleo o agua obtenida de un pozo será analizada para determinar sus propiedades fisicoquímicas y los datos obtenidos serán incluidos en el informe de terminación oficial del pozo (forma 6).

En las muestras y corazones se indicara la profundidad a la cual fueron tomados y en estos últimos además, su orientación original. El material que se recolecte de acuerdo con el programa de perforación aprobado, será enviado a la Litoteca Nacional.

CAPITULOIII

TAPONAMIENTO Y ABANDONO DE POZOS

Artículo. 28 - Condiciones para el taponamiento y abandono Cuando se haya perforado un pozo que resulte seco o por problemas mecánicos haya de abandonarse, será taponado y desmantelado inmediatamente, previa autorización y verificación del Ministerio de Minas y Energía – Dirección de Hidrocarburos. Lo mismo se realizara un pozo permanezca inactivo por más de seis (6) meses sin ningún de intervención a corto plazo.

Por el cual se establecen medidas en materia de exploración y explotación de hidrocarburos en el país y se deroga el Decreto 1895 de 1973

Los trabajos necesarios para el taponamiento, tendrán como fin el aislamiento definitivo y conveniente de las formaciones atravesadas que contengan petróleo, gas o agua, de tal manera que se eviten invasiones de fluidos o manifestaciones de hidrocarburos en superficie.

Artículo. 29 - Suspensión de la perforación. Para suspender la perforación de un pozo se debe presentar un informe al Ministerio de Minas y Energía – Dirección de Hidrocarburos, justificando tal determinación y presentando el plan a seguir. La suspensión se dará por un plazo hasta de tres (3) meses prorrogables en las condiciones aquí establecidas.

Se podrá en cualquier momento ordenar el taponamiento y abandono inmediato del pozo en el evento de considerarlo necesario.

Artículo. 30 - Permiso de abandono. Antes de iniciar los trabajos de abandono de un pozo se solicitara permiso por escrito al Ministerio de Minas y Energía – Dirección de Hidrocarburos, quien realizará las actividades de seguimiento y verificación respectivas.

Es importante mencionar, que para pozos exploratorios el abandono se legalizara mediante acta de abandono anexando el programa detallado del trabajo. En pozos de desarrollo se tramitaran las formas 7CR y 10ACR.

Artículo. 31 - Recuperación de revestimiento. Cuando por cualquier razón se decida retirar el revestimiento de producción se solicitara permiso al Ministerio de Minas y Energía - Dirección de Hidrocarburos. Luego de retirada la tubería, se instalarán los tapones que garanticen el aislamiento de las zonas.

Artículo. 32 - Utilización de acuíferos. Cuando se hayan encontrado cuerpos de agua dulce y tenga que abandonarse el pozo, los trabajos se ejecutarán en condiciones de terminación que permitan su utilización futura como pozo de agua.

Artículo. 33 - Reglamentación de taponamiento. Los procedimientos para el taponamiento permanente o temporal de pozos, las pruebas de integridad que se realicen y las características de los tapones serán regulados y supervisados por el Ministerio de Minas y Energía - Dirección de Hidrocarburos.

TITULO IV

PRUEBAS INICIALES Y PRUEBAS EXTENSAS

Artículo. 34 - Pruebas de Producción. Las pruebas iniciales de producción tendrán una duración máxima de siete (7) días por intervalo probado, finalizando con una prueba de presión. Posteriormente, se legalizará todo lo relacionado con la prueba extensa de producción.

Las pruebas extensas de producción deben ser autorizadas por el Ministerio de Minas y Energía – Dirección de Hidrocarburos, las cuales tendrán una duración de seis (6) meses prorrogables, de acuerdo con el plan de evaluación.

Artículo. 35 - Realización y periodicidad de las pruebas de Producción. Las pruebas se pueden realizar con equipos de prueba móviles, en estaciones de

Por el cual se establecen medidas en materia de exploración y explotación de hidrocarburos en el país y se deroga el Decreto 1895 de 1973

recolección y elementos medición certificados para tal fin. Se debe reportar los diferentes parámetros de producción tal como la relación agua-petróleo, la relación gas-petróleo, las características de los fluidos producidos y las condiciones de operación. La frecuencia de dichas pruebas será establecida por el Ministerio de Minas y Energía – Dirección de Hidrocarburos.

Artículo. 36 - Toma y reporte de pruebas de presión. Todo pozo de petróleo o gas deberá ser sometido a pruebas de presión de fondo dentro de los treinta (30) días siguientes a su terminación. En los yacimientos descubiertos o en explotación, las pruebas de presión se realizarán de acuerdo con lo estipulado en el Título IV de este Decreto, con el fin de llevar un control adecuado y permanente de las variaciones de presión en el yacimiento y en sus diferentes bloques. Concluida la prueba y dentro de los quince (15) días siguientes, el operador debe informar los resultados obtenidos en la Forma 8 “Informe sobre prueba de presión”.

**TITULO V
PERIODO DE EXPLOTACION
CAPITULO I**

INICIO DE EXPLOTACION

Artículo. 37 - Solicitud de inicio de explotación: Dentro de los tres (3) meses siguientes a la presentación de la Declaración de Comercialidad, el operador entregará al Ministerio de Minas y Energía – Dirección de Hidrocarburos el Plan de Explotación el cual contendrá, como mínimo, la siguiente información:

- a) Copia de la aceptación del Plan de Explotación para contratos con la ANH y aceptación del a comercialidad para el caso de contratos con ECOPETROL S.A.
- b) Caracterización geológica de los yacimientos.
- c) Mapa estructural en profundidad al tope de la formación de interés, con las coordenadas del área de explotación y la localización de los pozos perforados, a una escala apropiada.
- d) El cálculo de reservas y de la producción acumulada de hidrocarburos.
- e) El esquema general proyectado para el desarrollo comercial del campo debe incluir una descripción del programa de perforación de pozos, de los métodos de extracción y de los procesos a los cuales se someterán los fluidos producidos antes del punto de entrega.
- f) El pronóstico de producción anual de hidrocarburos y sus sensibilidades, utilizando la tasa óptima de producción que permita lograr la máxima recuperación económica de las reservas.
- g) Licencia ambiental y demás autorizaciones de que trata el parágrafo 1º. del artículo 5º del presente decreto.
- h) Una propuesta de punto de entrega y de medición del hidrocarburo producido.
- i) El programa de Abandono.
- j) Tasas de producción de los fluidos producidos, evaluaciones y pruebas previstas.
- k) Planes de contingencia para las etapas establecidas en el plan de desarrollo inicial, incluyendo los periodos de revisión y ajustes.

Por el cual se establecen medidas en materia de exploración y explotación de hidrocarburos en el país y se deroga el Decreto 1895 de 1973

- l) Descripción y especificaciones de las facilidades de producción, almacenamiento, tratamiento, transporte y disposición de los hidrocarburos y demás fluidos producidos, incluyendo diagrama de localización y capacidades correspondientes.

Parágrafo. La autoridad competente puede rechazar o presentar observaciones al Plan de Explotación presentado. En caso de rechazo deberá justificar plenamente su decisión y el operador deberá realizar los ajustes respectivos y presentara un informe detallado dentro de un plazo especificado.

Artículo. 38 - Modificaciones al Plan de Explotación. Cuando se presenten modificaciones en el Plan de Explotación, se debe justificar tal situación e informar de manera inmediata a la autoridad competente.

Parágrafo 1. Cuando se presenten diferencias entre los resultados obtenidos y los contemplados en el plan de explotación, el operador deberá explicar el origen de tal situación y adoptar de inmediato los correctivos que sean necesarios.

Artículo. 39 - Presentación del Plan. El Plan de Explotación debe presentarse en medio magnético y en papel con todos sus anexos, firmado por representante legal del operador y avalado por un Ingeniero de Petróleos y un Geólogo, ambos con matrícula profesional.

CAPITULO II

PRODUCCION

Artículo. 40 - Equipo para control de producción. Los pozos completados deben proveerse de equipo adecuado en la superficie y en el subsuelo que permita el control apropiado de la producción o inyección de fluidos y la toma de todo tipo de registros de fondo.

Artículo. 41 - Facilidades de producción, tratamiento y almacenamiento. El diseño de plantas de producción, tratamiento y almacenamiento de hidrocarburos debe garantizar la separación adecuada de todos los fluidos producidos (petróleo, agua y gas); adicionalmente, debe instalarse un sistema de medición adecuado que permita determinar el volumen total e individual de los fluidos producidos en cada uno de los pozos que se envíen a dicha facilidad. Es importante mencionar, que toda facilidad de producción antes del arranque respectivo tiene que ser verificada y aprobada por el Ingeniero de Zona o el profesional que asigne el Ministerio de Minas y Energía – Dirección de Hidrocarburos.

Parágrafo 1. Los equipos de las facilidades de producción, tratamiento y almacenamiento deben estar construidos en un material que permita el manejo adecuado de los fluidos según las características fisicoquímicas de los fluidos y las condiciones operacionales.

Artículo. 42 - Requerimientos mínimos de los separadores. Los separadores deben estar diseñados para el manejo de los fluidos producidos y las presiones de flujo de la operación. A su vez, deberán contar con elementos de control que eviten su inundación por líquidos y dispositivos de seguridad tales como válvulas de alivio y discos de ruptura, debidamente calibrados, cuyas descargas se encuentren orientadas y confinadas de tal forma que no ofrezcan ningún peligro.

Por el cual se establecen medidas en materia de exploración y explotación de hidrocarburos en el país y se deroga el Decreto 1895 de 1973

Artículo. 43 - Tanques de almacenamiento. Los tanques de proceso y almacenamiento de hidrocarburos, deben ser construidos e instalados de acuerdo con la regulación establecida y contar con los accesorios y las buenas practicas establecidas para su preservación y buen uso tales como protección anticorrosivas, drenajes hacia una caja de recolección, compuertas para su limpieza, visores, reaforos, etc.

Artículo. 44 - Distancias mínimas para la instalación de tanques. No se podrán instalar tanques de almacenamiento y tratamiento de petróleo o gas a menos de las siguientes distancias, medidas a partir del extremo inferior de los mismos:

- a) De una carretera principal, la distancia equivalente a un (1) diámetro del tanque.
- b) De vías férreas, la equivalente a un (1) diámetro y medio.
- c) De edificios y bodegas, la equivalente a dos (2) diámetros.
- d) De viviendas y lugares en los cuales se produzcan llamas, la equivalente a tres (3) diámetros.

Artículo. 45 - Diques para contención de derrames. Con el fin de proteger la vida, salud y la propiedad de las personas, se debe construir alrededor de los tanques de almacenamiento de hidrocarburos diques en concreto impermeabilizado, el cual debe estar diseñado de tal manera que su capacidad de retención de fluido sea 1.1 (110%) veces la capacidad del tanque de mayor volumen. El dique debe conservarse en buen estado, con el fin de asegurar la impermeabilidad de las paredes, no debe dejarse acumular en su interior vegetación o fluidos.

Artículo. 46 - Características de las teas. Las facilidades de producción deben tener un quemador de gas o tea con las siguientes características mínimas:

- a) Estar ubicado a una distancia adecuada, determinada previamente según el análisis de riesgo de cada estación de producción.
- b) El diámetro y la altura de acuerdo con los requerimientos ambientales vigentes, con base en el volumen de gas a manejar.

Artículo. 47 - Instalaciones eléctricas. Se debe garantizar el empleo de las mejores técnicas en las instalaciones eléctricas utilizadas en las estaciones de producción, especialmente en todo lo relacionado con electricidad estática y conexiones a tierra.

Artículo. 48 - Pruebas de pozos. Todo pozo en producción debe ser probado dos (02) veces por mes, con pruebas que tengan una duración mínima de seis (06) horas, con el fin de determinar los volúmenes de fluidos producidos o siempre que cambien las condiciones operacionales, con el fin de detectar variaciones en la producción. Los datos obtenidos deben ser reportados al Ministerio de Minas y Energía – Dirección de Hidrocarburos mensualmente en la forma 16 “Informe mensual sobre ensayos de potencial de pozos de petróleo” para su verificación y aprobación.

Las condiciones de las pruebas deben ser las mismas que las de la operación normal, cuando esto no se cumpla se simularan dichas condiciones con el fin de realizar las correcciones a que haya lugar.

Por el cual se establecen medidas en materia de exploración y explotación de hidrocarburos en el país y se deroga el Decreto 1895 de 1973

Las pruebas de los pozos deben realizarse utilizando separadores y tanques de prueba, otros sistemas de prueba deben ser previamente aprobados por el Ministerio de Minas y Energía - Dirección de Hidrocarburos.

Cualquier cambio en la frecuencia de las pruebas y la duración de las mismas debe ser autorizado por el Ministerio de Minas y Energía - Dirección de Hidrocarburos, previa presentación del soporte técnico respectivo.

Artículo. 49 - Parámetros de producción. En todo pozo productor se medirán los principales parámetros de producción tales como producción de petróleo, producción de gas, GOR, BS&W, etc., los cuales serán reportados en las pruebas de pozo, como en los informes diarios y mensuales de producción al Ministerio de Minas y Energía - Dirección de Hidrocarburos.

Adicionalmente, el Ministerio de Minas y Energía - Dirección de Hidrocarburos podrá regular el GOR de los pozos, de acuerdo con las condiciones específicas de cada yacimiento.

Artículo. 50 - Trabajos posteriores a la terminación. Para cambiar el completamiento de un pozo, para instalar o cambiar un sistema de levantamiento artificial, para realizar cualquier trabajo que altere las condiciones actuales del yacimiento, o para abandonar un pozo, se debe solicitar permiso al Ministerio de Minas y Energía - Dirección de Hidrocarburos, mediante la forma 7 "Permiso para trabajos posteriores a la terminación oficial"

Quince (15) días después de terminado el trabajo, se debe informar sobre los resultados del mismo, mediante la forma 10, "Informe sobre trabajos posteriores a la terminación oficial". En los casos de abandono de pozos, el informe se presentara en la forma 10A "Informe de Taponamiento y Abandono".

Artículo. 51 - Levantamiento artificial. Siempre que se vaya a continuar la explotación de un pozo mediante un sistema de levantamiento artificial, se debe solicitar permiso al Ministerio de Minas y Energía - Dirección de Hidrocarburos, mediante la forma 7 "Permiso para trabajos posteriores a la terminación oficial", justificando técnica y económicamente el sistema que se pretende utilizar. Adicionalmente, se debe anexar un diagrama donde que muestre los equipos de fondo de pozo y superficie.

El Ministerio de Minas y Energía - Dirección de Hidrocarburos efectuara la verificación de las instalaciones generales requeridas para la implementación del sistema de levantamiento y en caso de establecer deficiencias, podrá revocar el permiso.

CAPITULO III

MEDICION OFICIAL

Artículo. 52 - Medición de hidrocarburos. Todos los hidrocarburos producidos bajo cualquier modalidad de contratación, deben ser medidos y registrados diariamente y reportados al Ministerio de Minas y Energía - Dirección de Hidrocarburos. Los volúmenes producidos acumulados mensualmente se deben presentar al Ministerio de Minas y Energía - Dirección de Hidrocarburos en la Forma 9 "Informe mensual de producción de pozos de petróleo y gas".

Por el cual se establecen medidas en materia de exploración y explotación de hidrocarburos en el país y se deroga el Decreto 1895 de 1973

Los puntos de medición oficial serán establecidos o modificados por el Ministerio de Minas y Energía - Dirección de Hidrocarburos.

Artículo. 53 - Reporte diario de producción. El reporte diario producción debe incluir todos los valores medidos, los factores de corrección utilizados, los cálculos para determinar el volumen de fluidos producidos, recibidos, almacenados, transferidos o entregados en transferencia y custodia.

Artículo. 54 - Obligación de preservar la integridad de los equipos. Se adoptarán las medidas necesarias para preservar la integridad, confiabilidad y seguridad de los elementos o equipos de medición dinámica o estática. Asimismo el Ministerio de Minas y Energía - Dirección de Hidrocarburos podrá exigir la instalación de dispositivos que garanticen la no alteración de los equipos de medición.

Artículo. 55 - Inspección de equipos de medición. Los equipos de medición deben ser inspeccionados por la autoridad competente, con el fin de verificar su correcta instalación y funcionamiento antes del inicio de producción de un campo o de una prueba extensa y con la periodicidad que se estime conveniente.

Artículo. 56 - Calibración de equipos. Los equipos de medición se deben mantener correctamente calibrados, para lo cual se establecerá un cronograma de verificación y calibración. Todas estas actividades, contarán con la presencia del Ingeniero de Zona o en su defecto por el Ingeniero que designe el Ministerio de Minas y Energía - Dirección de Hidrocarburos.

Artículo. 57 - Aforo de los tanques de almacenamiento. Antes de ser utilizados, los tanques de almacenamiento deben ser aforados, para lo cual se emitirá una tabla volumétrica o de aforo que será avalada y aprobada por el Ministerio de Minas y Energía - Dirección de Hidrocarburos.

Artículo. 58 - Certificación de las cintas de medición. Las cintas utilizadas para la medición deberán estar certificadas y respaldada por una cinta patrón en cada facilidad de producción.

Artículo. 59 - Muestreo y análisis de las propiedades del petróleo. En el proceso de medición de petróleo se deben recolectar muestras para el análisis cualitativo y cuantitativo, con el fin de determinar el contenido de azufre y metales pesados, la cantidad de agua y sedimentos y la gravedad API o gravedad específica. Los datos obtenidos serán utilizados en las correcciones de los volúmenes medidos.

Los muestreadores en línea puede ser utilizados para medir en forma continua las propiedades de los fluidos y serán calibrados periódicamente de acuerdo con los análisis de laboratorio de las muestras recolectadas.

Artículo. 60 - Equipos para la medición de gas. Las mediciones de gas natural en los puntos de medición oficial deben realizarse utilizando platinas de orificio, turbinas o medidores tipo ultrasónico. Otros tipos de medidores podrán ser utilizados previa autorización del Ministerio de Minas y Energía - Dirección de Hidrocarburos.

Artículo. 61 - Registro del volumen de gas. Se debe medir y llevar registro diario del gas producido por pozo, campo y yacimiento; del utilizado en el levantamiento

Por el cual se establecen medidas en materia de exploración y explotación de hidrocarburos en el país y se deroga el Decreto 1895 de 1973

artificial o inyección, del consumido en las operaciones, del procesado, del utilizado en la generación de energía y del quemado o liberado a la atmósfera. Los volúmenes acumulados mensualmente se deben presentar al Ministerio de Minas y Energía - Dirección de Hidrocarburos en la Forma 30 "Informe mensual sobre producción, plantas y consumo de gas natural y procesado".

TITULO VI

CONTROL DE YACIMIENTOS

Artículo. 62 - Producción separada de yacimientos. Todo yacimiento de petróleo o gas deberá explotarse individualmente y sus pozos terminados, mantenidos y operados de acuerdo con sus características y acorde con lo establecido en el Plan de Explotación.

El Ministerio de Minas y Energía - Dirección de Hidrocarburos podrá autorizar la producción conjunta a través de un mismo pozo cuando lo estime conveniente para un mejor aprovechamiento de los recursos de hidrocarburos o se den las siguientes condiciones:

- a) Cuando dos o más yacimientos o intervalos productores cercanos tengan características litológicas, de fluidos y de presiones similares, a juicio de la evaluación que realice el Ministerio de Minas y Energía - Dirección de Hidrocarburos.
- b) Cuando se demuestre que la explotación separada de los yacimientos no es económicamente viable y no afecta el recobro último de alguno de ellos.

Artículo. 63 - Clasificación de los Yacimientos y Pozos. El Ministerio de Minas y Energía - Dirección de Hidrocarburos determinará la clasificación de los yacimientos y de los pozos y podrá reclasificarlos cuando las condiciones lo ameriten o por solicitud del operador, previa justificación técnica.

Artículo. 64 - Tasas de Producción. La explotación de hidrocarburos se realizará evitando el desperdicio de la energía natural del yacimiento de acuerdo con las tasas de producción aprobadas por el Ministerio de Minas y Energía - Dirección de Hidrocarburos, para tal efecto se debe presentar un estudio previo de yacimientos, que contemple la tasa de producción.

Adicionalmente, se debe tener en cuenta el comportamiento de las presiones, la relación gas - petróleo (GOR) y el corte de agua con el fin de maximizar técnica y económicamente la recuperación de hidrocarburos.

Artículo. 65 - Pruebas de presión de yacimiento. Por lo menos cada seis (6) meses se debe efectuar mínimo una (1) prueba de presión a un número suficiente y representativo de pozos por cada yacimiento.

Los resultados, análisis e interpretación deben ser reportados al Ministerio de Minas y Energía - Dirección de Hidrocarburos en un plazo no mayor a quince (15) después de realizada la prueba, en la Forma 8 "Informe Prueba de Presión".

Artículo. 66 - Mantenimiento de presión. Todo ensayo o proyecto de mantenimiento de presión por inyección de fluidos o por cualquier otro método, deberá ser

Por el cual se establecen medidas en materia de exploración y explotación de hidrocarburos en el país y se deroga el Decreto 1895 de 1973

previamente aprobado por el Ministerio de Minas y Energía - Dirección de Hidrocarburos. Para tal efecto, el operador suministrará la información requerida con el soporte técnico respectivo en la Forma 15 "Permiso para recobro mejorado".

Artículo. 67 - Explotación conjunta de yacimientos. Cuando un yacimiento se encuentre localizado en dos o mas contratos pertenecientes a diferentes operadores, se deberá celebrar un Plan de Explotación Unificado, él cual será aprobado por el Ministerio de Minas y Energía - Dirección de Hidrocarburos, con el fin de lograr la mayor eficiencia en la explotación. Si dichas circunstancias con llevan a un conflicto entre las partes, los interesados estarán obligados a poner en practica el Plan antes mencionado, el cual será reglamentado por el Ministerio de Minas y Energía - Dirección de Hidrocarburos, de acuerdo con lo establecido en el artículo 31 del Decreto 1056 de 1953.

Artículo. 68 - Proyectos de mantenimiento de presión y recuperación mejorada. Todo proyecto piloto de recuperación por cualquier método y su extensión al yacimiento debe ser previamente aprobado por el Ministerio de Minas y Energía - Dirección de Hidrocarburos, Para tal efecto, el operador suministrará la información requerida con el soporte técnico respectivo a través de la forma 13 "Proyecto de Mantenimiento de Presión".

Artículo. 69 - Suspensión o abandono de proyectos de recuperación. Toda suspensión o abandono de cualquier proyecto de recuperación secundaria o mejorada de un yacimiento de hidrocarburos, se comunicará con la debida justificación al Ministerio de Minas y Energía - Dirección de Hidrocarburos MME por lo menos con dos (2) meses de anticipación.

Artículo. 70 - Proyectos de disposición de agua de producción. Todo proyecto de disposición del agua de producción debe estar previamente autorizado por el Ministerio de Minas y Energía - Dirección de Hidrocarburos. Para estos casos, la base sera la prueba de inyectividad inicial la cual debe estar previamente establecida en lo que respecta a los rangos de presiones y volúmenes de inyección de dicha prueba.

Posteriormente, se tramitara el permiso requerido adjuntando la información técnica de soporte respectiva, conjuntamente con el permiso ambiental para tal caso.

Artículo. 71 - Prohibición de quema de gas y desperdicio. Se prohíbe la quema, el desperdicio o liberación de gas a la atmósfera. En toda circunstancia se deben proveer las facilidades para su utilización, incluyendo la reinyección al yacimiento o el almacenamiento subterráneo o en superficie. Se exceptúa en estos casos, el volumen de gas operacional que sea inviable o antieconómico recuperarlo (quema operacional).

Artículo. 72 - Quema de gas y desperdicio: Excepcionalmente se podrá quemar gas previa autorización del Ministerio de Minas y Energía - Dirección de Hidrocarburos, quien indicará el volumen máximo de gas a quemar, así como el tiempo durante el cual se pueda realizar dicha quema de gas.

Parágrafo 1. Cuando se efectúen trabajos de mantenimiento o reparación, se presenten fallas o desperfectos mecánicos de equipos de proceso y manejo de gas o de pozos fuera de control, no se requiere de autorización previa, pero se debera informar y presentar un informe al Ministerio de Minas y Energía - Dirección de

Por el cual se establecen medidas en materia de exploración y explotación de hidrocarburos en el país y se deroga el Decreto 1895 de 1973

Hidrocarburos, cuantificando los problemas operacionales presentados y los volúmenes de gas quemados.

Artículo. 73 - Desperdicio. Se considera desperdicio cuando:

- a) Exista uso ineficiente, excesivo, o se disipe la energía de los yacimientos,
- b) La localización, espaciamento o perforación de un pozo dentro de un campo, de cómo resultado una reducción en la cantidad de petróleo o gas último recuperable de un yacimiento.
- c) La producción de petróleo o gas exceda la capacidad disponible de facilidades de almacenamiento, tratamiento, transporte y comercialización,
- d) Se presenta quema de gas que pudiese ser recuperado y procesado económicamente o inyectado a un yacimiento.

TITULO VII

DESMANTELAMIENTO DE CONSTRUCCIONES E INSTALACIONES

Artículo. 74 - Programa de Abandono. Con la información requerida para la obtención del Inicio de Explotación se debe presentar un programa de Abandono de instalaciones y pozos. Así mismo, en las actualizaciones del Programa de Explotación se realizaran los ajustes necesarios al Programa de Abandono.

Artículo. 75 - Desmantelamiento. El desmantelamiento de construcciones e instalaciones en general, requiere permiso previo del Ministerio de Minas y Energía - Dirección de Hidrocarburos.

La solicitud de permiso, establecerá las razones del desmantelamiento, la destinación y el uso del material y equipos retirados. En todo permiso para desmantelamiento definitivo de instalaciones se consignará la obligación de dejar el área en las condiciones exigidas por la legislación ambiental.

TITULO VIII INFORMES CAPITULO I

INFORMES ANUALES

Artículo. 76 - Informes anuales. Antes del 1 de Marzo de cada año y con corte al 31 de diciembre del año anterior, todo operador que realice actividades de exploración o explotación de hidrocarburos deberá presentar al Ministerio de Minas y Energía - Dirección de Hidrocarburos un informe de geología, geofísica y de ingeniería, avalado por un Geólogo o Ingeniero de Petróleos con matrícula profesional.

Además de los contenidos enunciados en los artículos siguientes, el informe debe contener una introducción en la cual se identifique su objeto, los documentos y fuentes utilizadas y el periodo que comprende.

Artículo. 77 - Informe de Geología y Geofísica. El Informe de Geología y Geofísica debe contener:

- a) Descripción general estratigráfica y estructural del área (Formaciones y rasgos estructurales)

Por el cual se establecen medidas en materia de exploración y explotación de hidrocarburos en el país y se deroga el Decreto 1895 de 1973

- b) Análisis e interpretación de la información existente y obtenida.
- c) Descripción de los prospectos y áreas prospectivas, conteniendo aspectos estructurales, estratigráficos y de geología del petróleo
- d) Plan de actividades para el siguiente período.
- e) Conclusiones y recomendaciones.

Artículo. 78 - Documentos anexos. El informe de geología y geofísica debe contener:

- a) Mapa del área a escala apropiada.
- b) Mapa geológico de superficie a escala apropiada.
- c) Secciones geológicas longitudinales y transversales a la misma escala del mapa geológico base.
- d) 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.
- e) Columna estratigráfica generalizada.
- f) Mapa base actualizado de líneas sísmicas y de pozos.
- g) Mapas de contornos estructurales en profundidad al tope de los intervalos objetivo.
- h) Mapas de facies, de salinidad, de espesores y de porosidades.
- i) Mapas de gravedad final (Bouguer) y de la localización de las estaciones correspondientes, cuando se trate de estudios gravimétricos.
- j) Mapas de intensidad total con las líneas de vuelo, o de las estaciones utilizadas y sus perfiles respectivos, cuando se trate de trabajos magnetométricos.

Artículo. 79 - Informe de Ingeniería. El informe de ingeniería debe contener lo siguiente:

- a) Relación de los pozos perforados durante el año.
- b) Mapa del área indicando la localización de pozos y estado actual.
- c) Relación de los trabajos de reacondicionamiento, indicando su fecha, tipo de trabajo y estado final.
- d) Relación de pozos a los cuales se les han hecho pruebas de presión (Incluir: Nombre, objetivo, fecha de la prueba, si han determinado presión de yacimiento, indicar resultado a profundidad de referencia y nombre de formación)
- e) Cálculo de reservas de cada yacimiento indicando el método utilizado.
- f) Producción e Inyección (diaria y acumulada) de fluidos, por yacimiento, campo, bloques o zonas operacionales, durante el tiempo correspondiente del informe.

Por el cual se establecen medidas en materia de exploración y explotación de hidrocarburos en el país y se deroga el Decreto 1895 de 1973

- g) Si el campo o yacimiento está sometido a un piloto o a un programa de producción mejorada, cualquiera que sea, indicar producción incremental obtenida, condiciones operacionales, tipo(s) de proyectos, áreas involucradas, problemas operacionales y cualquier otra observación o comentario pertinente.
- h) Presiones y parámetros característicos de rocas, fluidos, interrelación roca-fluidos obtenidos durante el período del informe.
- i) Índice de productividad.
- j) Pronósticos de producción para el año siguiente.
- k) 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. 80 - Estudios de Simulación. El Ministerio de Minas y Energía - Dirección de Hidrocarburos podrá exigir a los operadores la realización de estudios de simulación de yacimientos, definiendo los alcances del mismo, cuando lo considere necesario. Los modelos matemáticos utilizados en dichos estudios deberán corresponder a las características del yacimiento y sus fluidos.

Artículo. 81 - Informe del estudio de simulación. Los informes de estudios de simulación de yacimientos, deberán contener como mínimo la siguiente información:

- a) Alcance, objetivos y limitaciones del estudio.
- b) Programa utilizado, indicando nombre, tipo, modelo.
- c) Propiedades de rocas, fluidos, interacción roca-fluido usados en el estudio, indicando su procedencia e ilustrados en mapas de isopropiedades (modelo geológico o estático utilizado)
- d) Curvas con ajuste histórico de varios de los siguientes parámetros:
Presión de Yacimiento vs. tiempo,
Producción de Petróleo, Gas, Agua , Inyección (diaria o acumulada) vs. tiempo;
GOR (Relación Gas/Petróleo),
Relación Agua/Petróleo vs. tiempo.
- e) Curvas con Pronósticos de los parámetros con los cuales se hizo el ajuste histórico, por lo menos cinco (5) años posteriores a la terminación del estudio.
- f) Mapas dinámicos de los parámetros definidos en el alcance.
- g) Conclusiones del estudio
- h) Recomendaciones del estudio

CAPITULO II

INFORMES MENSUALES

Artículo. 82 - Informe mensual de producción. Dentro de los primeros diez (10) días calendario de cada mes se debe remitir al Ministerio de Minas y Energía - Dirección de Hidrocarburos o a la Oficina de Zona respectiva para la revisión y aprobación la siguiente información:

- 1) Forma 9, "Informe Mensual de Producción de pozos de petróleo y gas".
- 2) Forma 15 A, "Informe mensual de inyección de vapor y producción adicional de petróleo"

Por el cual se establecen medidas en materia de exploración y explotación de hidrocarburos en el país y se deroga el Decreto 1895 de 1973

- 3) Forma 16, "Informe Mensual sobre Ensayos de Potencial de Pozos de Petróleo".
- 4) Forma 17, "Informe Mensual sobre Producción de Pozos de Gas".
- 5) Forma 20, "Informe Mensual sobre Inyección de Agua y Producción(Recuperación Secundaria)"
- 6) Forma 21, "Informe Mensual sobre Mantenimiento de Presión(Inyección de Gas)".
- 7) Forma 30, "Informe Mensual sobre Producción, Plantas y Consumos de Gas Natural y Procesado"

Además se deben diligenciar los cuadros:

-“Cuadro 1A. Medición oficial de la producción mensual y gravedad específica ponderada del petróleo.”

-“Cuadro 4. Resumen Mensual Sobre Producción y Movimiento de Petróleo”

-"Cuadro 7. Producción por zonas y estados de los pozos terminados oficialmente”

Artículo. 83 - Contenido de las Formas. El contenido y el diligenciamiento de las formas será determinado por el Ministerio de Minas y Energía - Dirección de Hidrocarburos.

CAPITULO III

OTROS INFORMES

Artículo. 84 - Informe de pruebas de presión. Para todas las pruebas de presión el operador presentara un informe que contenga el análisis, interpretación y resultado de las pruebas, así como los parámetros utilizados, indicando la fuente o procedimiento para su estimación. Además, anexará las graficas, cálculos, modelos y métodos de interpretación e informará acerca del programa de interpretación utilizada. La información se entregara en la Forma 8 “Informe sobre presión estática de fondo”.

Parágrafo 1. Los datos deberán enviarse en forma digital y en copia dura. En forma digital se deberá señalar el programa de evaluación utilizado.

Artículo. 85 - Obligación de conservar la información técnica acumulada. El operador debe conservar toda la información técnica y operacional que obtenga en el área durante el tiempo que dure el contrato y suministrar copia de todo lo que el Ministerio de Minas y Energía solicite a este respecto.

Artículo. 86 - Carácter público de la información. El Ministerio de Minas y Energía - Dirección de Hidrocarburos guardará la debida reserva sobre la información y datos suministrados por los operadores en lo que respecta a exploraciones geológicas y geofísicas, cuando en razón de la naturaleza de la información y datos, se requiera en defensa de los legítimos intereses de quien los haya presentado.

Por el cual se establecen medidas en materia de exploración y explotación de hidrocarburos en el país y se deroga el Decreto 1895 de 1973

Parágrafo 1. Lo anterior en concordancia con lo establecido en Artículo 4 de la Ley 10 de 1961, el Artículo 6 del Decreto 1348 de 1961, el Artículo 12 de la ley 57 de 1985 y el Artículo 28 de la Ley 594 del año 2000.

TITULO IX

SANCIONES

Artículo. 87 - Sanciones. El incumplimiento de cualquiera de las disposiciones contenidas en este Decreto se sancionara hasta con cinco mil dólares (5.000 US) de multa, salvo que se haya previsto otra sanción y sin perjuicio de las acciones judiciales o administrativas que por tal circunstancia puedan imponerse, en concordancia con lo establecido en el Código de Petróleos.

ARTÍCULO 88 - Las medidas de conservación de petróleo y gas que ordene el Ministerio de Minas y Energía – Dirección de Hidrocarburos o quien haga sus veces 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 89 - El presente decreto rige a partir de su publicación y deroga las disposiciones que le sean contrarias, en especial el Decreto 1895 de 1973

PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE

Dado en Bogotá D.C., a

HERNÁN MARTÍNEZ TORRES

Ministro de Minas y Energía