

RESOLUCIÓN 181495 DE 2009

(septiembre 2)

Diario Oficial No. 47.462 de 4 de septiembre de 2009

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA

Por la cual se establecen medidas en materia de Exploración y Explotación de Hidrocarburos.

Resumen de Notas de Vigencia

NOTAS DE VIGENCIA:

- Modificada por la Resolución 40048 de 2015, 'por la cual se establecen medidas en materia de exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos convencionales continentales y costa afuera', publicada en el Diario Oficial No. 49.396 de 16 de enero de 2015.

EL MINISTRO DE MINAS Y ENERGÍA,

en ejercicio de sus facultades legales, en especial las conferidas por los Decretos [070](#) de 2001 y 3724 de 2009, y

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 [3o](#) y [5o](#) del Decreto 070 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 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.

Que el Ministerio de Comercio Industria y Turismo, a solicitud del Ministerio de Minas y Energía, procedió a efectuar las notificaciones internacionales previstas en la Resolución 03742 de 2001 emanada de la Superintendencia de Industria y Comercio y, vencido el término de notificación no se recibieron comentarios ni observaciones sobre el proyecto de reglamento;

Que el Ministerio sometió el proyecto de reglamento a discusión de los agentes económicos interesados, de los cuales recibió comentarios y observaciones que fueron debidamente

analizados.

RESUELVE:

TITULO I.

DISPOSICIONES PRELIMINARES.

ARTÍCULO 1o. OBJETIVO. La presente resolución tiene por objeto regular y controlar las actividades relativas a la exploración y explotación de hidrocarburos, maximizar su recuperación final y evitar su desperdicio.

PARÁGRAFO. El Ministerio de Minas y Energía regulará las actividades relativas a la exploración y explotación de los yacimientos no convencionales.



ARTÍCULO 2o. AMBITO DE APLICACIÓN. Las disposiciones contenidas en esta resolución se aplican a todas las personas naturales y jurídicas que desarrollen actividades de exploración y explotación de hidrocarburos.



ARTÍCULO 3o. ORGANOS COMPETENTES. Corresponde al Ministerio de Minas y Energía, de conformidad con la ley, controlar las actividades reglamentadas en la presente resolución, proferir los reglamentos técnicos y demás actos administrativos e imponer las sanciones respectivas.

La función de control y demás autorizaciones de que trata la presente resolución, serán las ejercidas por la Dirección de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía o quien haga sus veces, o por intermedio de personas naturales o de entidades debidamente calificadas y certificadas. El transporte, el alojamiento y alimentación para tal efecto serán suministrados por el contratista, quien además entregará la información que sea requerida y facilitará el acceso a las instalaciones sin restricción alguna.



ARTÍCULO 4o. NORMAS TÉCNICAS Y ESTÁNDARES. En las operaciones reglamentadas en esta resolución se deben aplicar los estándares y normas técnicas nacionales e internacionales y especialmente las recomendadas por el AGA, API, ASTM, NFPA, NTC-Icontec, Retie o cualquiera otra que las modifique, utilizadas en la industria petrolera.

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.



ARTÍCULO 5o. DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS. Las actividades reglamentadas por esta Resolución están sujetas a todas las leyes, decretos y actos administrativos relativos a la protección de los recursos naturales, del medio ambiente, de las minorías étnicas y culturales, de salubridad y de seguridad industrial, así como a los convenios de la OIT 174 y 181 y todos aquellos que los modifiquen.

PARÁGRAFO. Es responsabilidad del contratista obtener y mantener vigentes las licencias y permisos necesarios para el desarrollo de cualquier actividad relativa al sector hidrocarburos.



ARTÍCULO 6o. DEFINICIONES Y SIGLAS. <Artículo modificado por el artículo 1 de la Resolución 40048 de 2015. El nuevo texto es el siguiente:> Para los efectos de esta reglamentación, se adoptan las siguientes definiciones y siglas:

Abandono: conjunto de operaciones que se ejecutan en el pozo para asegurar un aislamiento apropiado de las formaciones almacenadoras de gas y/o petróleo, así como de los acuíferos existentes con el fin de prevenir la migración de fluidos hacia la superficie del terreno o el fondo marino, o entre las diferentes formaciones a través del hueco del pozo o el espacio anular entre el hueco y los revestimientos.

Abandono definitivo: Operación de abandono ejecutada cuando no hay interés de retornar al pozo por parte del contratista, y que incluye no solo la ubicación de tapones mecánicos y de cemento para aislar los diferentes intervalos permeables, sino también el desmantelamiento de facilidades y equipos de producción, así como la limpieza y restauración ambiental de las zonas donde se hayan realizado operaciones de exploración, evaluación o producción. En operaciones costa afuera, cuando la lámina de agua sea superior a 1.000 pies (304.8 metros) y el operador haya asegurado apropiadamente el pozo, no será necesario el desmantelamiento de los equipos y facilidades de producción submarina instaladas.

Abandono temporal: Operación de abandono que se implementa considerando que por diferentes razones, el operador puede tener interés en reentrar al pozo durante la fase exploratoria. El cierre técnico del pozo exige la instalación de tapones mecánicos y/o de cemento para aislar intervalos abiertos e impedir la migración de fluidos, pero permite la permanencia del cabezal de pozo para facilitar futuras intervenciones a consideración del operador, previa autorización del Ministerio de Minas y Energía o quien haga sus veces en materia de fiscalización de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos.

Aforo: Proceso mediante el cual se mide la altura de un líquido en un recipiente a condiciones estándares (60°F=15°C y 14,7 PSI=1 Atmósfera) y estáticas (completo reposo).

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

Análisis de riesgo: Estudio para evaluar eventos predecibles que potencialmente constituyen un riesgo que puede afectar el desarrollo de las operaciones.

Año: Periodo de doce (12) meses consecutivos contado desde una fecha específica.

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

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

Área de evaluación: Sin perjuicio de lo que sobre el particular establezca cada modelo de contrato, es la porción del área contratada en la cual el contratista realiza un descubrimiento y en la que ha decidido llevar a cabo un programa de evaluación para establecer o no su comercialidad. Esta porción ha de estar enmarcada por un polígono preferiblemente regular en superficie que comprenda la envolvente de la proyección vertical en superficie de la estructura que corresponde al descubrimiento.

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

Barril de petróleo: 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 (60o F) y a una (1) atmósfera de presión absoluta).

Buenas prácticas de la industria del petróleo: Operaciones, procedimientos, métodos y procesos seguros, eficientes y adecuados, implementados para la obtención del máximo beneficio económico en la recuperación final de las reservas de hidrocarburos, la reducción de las pérdidas, la seguridad operacional, la protección del medio ambiente y de las personas, en el desarrollo de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos.

BSW (A&S): Porcentaje de agua y sedimento básico contenidos en los Hidrocarburos Líquidos.

Calibración: Conjunto de operaciones (procesos o procedimientos) que se realizan a condiciones controladas para determinar una variable de interés, comparando un sistema, un equipo o instrumento con su patrón de referencia respectivo.

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

Campo comercial: Porción del área contratada en cuyo subsuelo existe uno o más yacimientos descubiertos que el contratista ha decidido explotar comercialmente, de acuerdo con las condiciones de cada modalidad contractual.

Columna estratigráfica: Representación en vertical de las distintas formaciones que existen en un área determinada.

Condensado: Mezcla de hidrocarburo que permanece líquido a temperatura y presión estándar con alguna cantidad de propano y butano disueltos en la mezcla. Las gravedades de los crudos producidos están por encima de 40o API.

Condiciones estándar: Condiciones de presión y temperatura de referencia para el petróleo. Para la temperatura es de quince grados y cinco décimas de grados Celsius (15.5oC), equivalente a sesenta grados Fahrenheit (60oF) y para la presión es de catorce coma setenta y tres libras (14,73) por pulgada cuadrada.

Las condiciones estándar del gas son: para la temperatura de quince grados y cinco décimas de grados Celsius (15.5oC), equivalente a sesenta grados Fahrenheit (60oF) y para la presión es de catorce coma sesenta y cinco libras (14,65) por pulgada cuadrada.

Contratista: Persona jurídica que celebra un contrato o convenio con la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) o quien haga sus veces, para la exploración y explotación de hidrocarburos en el país y lo ejecuta con autonomía técnica y administrativa, bajo su exclusivo costo y riesgo,

proporcionando todos los recursos necesarios para proyectar, preparar y llevar a cabo las actividades y operaciones, sean estas de exploración, evaluación, explotación, desarrollo o producción dentro del área contratada. Para efectos del presente reglamento, también se extenderán los derechos y obligaciones a aquellas personas jurídicas que hayan suscrito contratos de asociación, de producción incremental, de explotación de campos descubiertos no desarrollados o campos inactivos o de cualquier otra naturaleza con Ecopetrol S. A.

Control técnico de las operaciones: Conjunto de actividades conducentes a realizar acciones de control, desde el punto de vista técnico, de cualquier actividad operativa 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 mediante la cual el contratista declara a la Agencia Nacional de Hidrocarburos o a quien haga sus veces, la decisión incondicional de explotar comercialmente el descubrimiento realizado en el área contratada.

En los contratos de asociación con Ecopetrol S. A., es el momento en que esta empresa acepta la existencia de un campo comercial, o el contratista decide explotarlo bajo la modalidad de solo riesgo.

Día: Periodo 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 o buscar su productividad.

Estructura: Forma (falla, pliegue, fractura, etc.) que presentan las formaciones geológicas en las cuales es posible encontrar acumulaciones de hidrocarburos.

Evaluación: Trabajos realizados para determinar la capacidad de producción de hidrocarburos o de algún parámetro petrofísico de las rocas o fluidos de los yacimientos, así como para delimitar la geometría del yacimiento o yacimientos.

Exploración: Estudios, trabajos y obras que se ejecutan para determinar la existencia y ubicación de hidrocarburos en el subsuelo.

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

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: Unidad litoestratigráfica con límites definidos y características litológicas propias.

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

Gas natural: 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.

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

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

Hidrocarburos líquidos pesados: Son todos los hidrocarburos líquidos con una gravedad API igual o inferior a quince grados (15o) API.

Intervalo productor: Uno o varios estratos bajo la superficie que estén produciendo o que sean capaces de producir hidrocarburos.

Lámina de agua: Distancia entre la marea media y el fondo marino.

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.

Manual de Suministro de Información Técnica y Geológica a la Agencia Nacional de Hidrocarburos: Acuerdo mediante el cual la Agencia Nacional de Hidrocarburos o quien haga sus veces, establece el contenido y las condiciones de entrega de la información por parte del contratista.

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

Mes: Periodo 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 hasta el último día del mes en curso.

Metro cúbico: Volumen de gas contenido en un metro cúbico a condiciones estándar. Un metro cúbico de petróleo es igual a 6,29 barriles.

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

Norma técnica: Especificación técnica nacional o internacional 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, expedida por el Icontec.

Petróleo: Mezcla de hidrocarburos existente en fase líquida a las condiciones del yacimiento y que permanece líquido a las condiciones normales de presión y temperatura en superficie, así como las impurezas contenidas en él.

Pie cúbico normal: Medida para determinar el volumen de gas contenido en un pie cúbico a condiciones estándar.

Pie cúbico estándar: Medida para determinar el volumen de gas contenido en un pie cúbico a una

presión de 14,65 Lb/pulgada² y a una temperatura de 60oF.

Placa o platina de orificio: Placa metálica circular con un orificio calibrado, colocado en una tubería a través de la cual pasa el fluido, utilizada para la medición del gas.

Plan unificado de explotación: Convenio de explotación celebrado entre contratistas colindantes para permitir el desarrollo eficiente de un yacimiento explotado en forma compartida.

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

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

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

Pozo estratigráfico: Pozo que se perfora con propósitos de reconocimiento y muestreo, sin objetivo hidrocarburífero, encaminado a determinar la secuencia litológica y las propiedades petrofísicas y geoquímicas de la columna estratigráfica existente en el subsuelo.

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

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

Pozo inyector: Pozo que permite inyectar fluidos a un yacimiento o a una estructura expresamente autorizada por el Ministerio de Minas y Energía o quien haga sus veces en materia de fiscalización.

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

Pozo seco: Es aquel en el cual no se hallan hidrocarburos o cuya producción no es comercial.

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

Prueba de integridad: Evaluación de la cementación, tuberías de revestimiento, tuberías de inyección, equipos de control de pozo y/o tapones mecánicos o de cemento, con el fin de verificar que existe integridad en las condiciones mecánicas y/o aislamiento apropiado para evitar la migración de fluidos hacia la superficie o entre las diferentes formaciones a través del hueco del pozo o el espacio anular entre el hueco y los revestimientos.

Pruebas de presión de reservorios: Medición o registro de la presión en un pozo o grupo de pozos, a una determinada profundidad y en distintos momentos. Sucesivos registros establecerán la variación de presión para cada yacimiento en particular.

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

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

Puntos de medición oficial: Puntos aprobados por el Ministerio de Minas y Energía o quien haga sus veces en materia de fiscalización, en los cuales se miden la cantidad y calidad de los hidrocarburos producidos a condiciones estándar para efectos de determinar los volúmenes de petróleo y gas base para el cálculo de las regalías.

Puntos de medición oficial, de transferencia y custodia: Puntos aprobados por el Ministerio de Minas y Energía o quien haga sus veces en materia de fiscalización, para la medición y entrega oficial de los hidrocarburos producidos.

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

Recobro último: Volumen de petróleo que se estima, en una fecha dada, será potencialmente recuperable de una acumulación, más las cantidades ya producidas de la misma.

Recuperación mejorada: Técnicas aplicadas a los yacimientos para mantener o incrementar su energía o la recuperación final de hidrocarburos.

Suime: Sistema Único de Información Minero Energética del Ministerio de Minas y Energía, o quien haga sus veces en materia de fiscalización, utilizado para liquidar las regalías por la producción de hidrocarburos.

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

Terminación: Conjunto de trabajos u operaciones que tienen por objeto dotar al pozo de todos los aditamentos definitivos requeridos para la producción o inyección de fluidos.

Tonelada métrica: Unidad de medida de volumen equivalente a mil litros, reportada normalmente a condiciones estándar.

Transferencia de custodia: Operación que ocurre cuando un producto es entregado a un tercero para su manejo y custodia, ya sea a título de tenencia o a título de propiedad del producto.

Yacimiento: Es toda formación rocosa del subsuelo en la cual se encuentran acumulados naturalmente hidrocarburos y que están caracterizados por un sistema único de presiones, de manera que la producción de hidrocarburos de una parte del yacimiento afecta la presión de reservorio en toda su extensión.

Yacimiento convencional: Formación rocosa en la que ocurren acumulaciones de hidrocarburos en trampas estratigráficas y/o estructurales. Está limitado por barreras geológicas, tales como estratos impermeables, condiciones estructurales y agua en las formaciones, y se encuentra efectivamente aislado de cualquier otro yacimiento que pueda estar presente en la misma área o estructura geológica.

Notas de Vigencia

- Artículo modificado por el artículo 1 de la Resolución 40048 de 2015, 'por la cual se establecen medidas en materia de exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos convencionales continentales y costa afuera', publicada en el Diario Oficial No. 49.396 de 16 de enero de 2015.

Legislación Anterior

Texto original de la Resolución 181495 de 2009:

ARTÍCULO 6. Para los efectos de esta reglamentación, se adoptan las siguientes definiciones y siglas:

Abandono: Taponamiento y cierre técnico de un pozo, el desmantelamiento de facilidades y equipos de producción y sin perjuicio de las autorizaciones por parte de las autoridades ambientales.

Aforo: Proceso mediante el cual se mide la altura de un líquido en un recipiente a condiciones estándares (60 °F=15 °C y 14,7 PSI=1 Atmósfera) y estáticas (completo reposo).

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

Análisis de Riesgo: Estudio para evaluar eventos predecibles que potencialmente constituyen un riesgo que pueden afectar el desarrollo de las operaciones.

Año: Período de doce (12) meses consecutivos contado desde una fecha específica.

API: American Petroleum Institute (Instituto Americano del Petróleo)

Area Contratada: Superficie y su proyección vertical en el subsuelo identificada, en la cual el contratista está autorizado para efectuar las operaciones de exploración y explotación de hidrocarburos.

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

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

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

Barril de petróleo: 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: Operaciones, procedimientos, métodos y procesos seguros, eficientes y adecuados, implementados para la obtención del máximo beneficio económico en la recuperación final de las reservas de hidrocarburos, la reducción

de las pérdidas, la seguridad operacional, la protección del medio ambiente y de las personas, en el desarrollo de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos.

BSW (A&S): Porcentaje de agua y sedimento básico contenidos en los Hidrocarburos Líquidos.

Calibración: Conjunto de operaciones (procesos o procedimientos) que se realizan a condiciones controladas para determinar una variable de interés, comparando un sistema, un equipo o instrumento con su patrón de referencia respectivo.

Campo: Area en cuyo subsuelo existen uno o más yacimientos.

Campo Comercial: Porción del área contratada en cuyo subsuelo existe uno o más yacimientos descubiertos que el contratista ha decidido explotar comercialmente, de acuerdo con las condiciones de cada modalidad contractual.

Columna Estratigráfica: Representación en vertical de las distintas formaciones que existen en una determinada área.

Condensado: Mezcla de hidrocarburo que permanece líquido a temperatura y presión estándar con alguna cantidad de propano y butano disueltos en la mezcla. Las gravedades de los crudos producidos están por encima de 40° API.

Condiciones Estándar: Condiciones de presión y temperatura de referencia para el petróleo. Para la temperatura es de quince grados y cinco décimas de grados Celsius (15.5°C), equivalente a sesenta grados Fahrenheit (60°F) y para la presión es de catorce coma setenta y tres libras (14,73) por pulgada cuadrada.

Las condiciones estándar del gas son: para la temperatura de quince grados y cinco décimas de grados Celsius (15.5°C), equivalente a sesenta grados Fahrenheit (60°F) y para la presión es de catorce coma sesenta y cinco libras (14,65) por pulgada cuadrada.

Contratista: Persona jurídica que celebra un contrato o convenio para la exploración o explotación de hidrocarburos en el país y lo ejecuta con autonomía técnica y administrativa, bajo su exclusivo costo y riesgo, proporcionando todos los recursos necesarios para proyectar, preparar y llevar a cabo las actividades y operaciones, sean estas de exploración, evaluación, explotación, desarrollo o producción dentro del área contratada.

Control Técnico de las Operaciones: Conjunto de actividades conducentes a realizar acciones de control, desde el punto de vista técnico, de cualquier actividad operativa 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 mediante la cual el contratista declara a la ANH y esta acepta, tacita o explícitamente, la decisión incondicional de explotar comercialmente el descubrimiento realizado en el área contratada.

En los contratos de asociación con Ecopetrol S. A., es el momento en que esta empresa acepta la existencia de un campo comercial, o el contratista decide explotarlo bajo la modalidad de solo riesgo.

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: Forma (anticlinal, sinclinal, etc.) que presentan las formaciones geológicas en las cuales es posible encontrar acumulaciones de hidrocarburos.

Evaluación: Trabajos realizados para determinar la capacidad de producción de hidrocarburos o de algún parámetro petrofísico de las rocas o fluidos de los yacimientos, así como para delimitar la geometría del yacimiento o yacimientos.

Exploración: Estudios, trabajos y obras que se ejecutan para determinar la existencia y ubicación de hidrocarburos en el subsuelo.

Facilidades de Producción: Instalaciones, plantas, vasijas de producción 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: Unidad litoestratigráfica con límites definidos y características litológicas propias.

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

Gas Natural: 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.

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

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

Hidrocarburos Líquidos Pesados: Son todos los hidrocarburos líquidos con una gravedad API igual o inferior a quince grados (15°) API.

Intervalo Productor: Uno o varios estratos bajo la superficie que estén produciendo o que sean capaces de producir hidrocarburos.

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.

Manual de Suministro de Información Técnica y Geológica a la Agencia Nacional de Hidrocarburos: Acuerdo mediante el cual la Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH, establece el contenido y las condiciones de entrega de la información por parte del contratista.

Medición: 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 hasta el último día del mes en curso.

Metro Cúbico: Volumen de gas contenido en un metro cúbico a condiciones estándar. Un metro cúbico de petróleo es igual a 6,29 barriles.

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

Norma Técnica: Especificación técnica nacional o internacional 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, expedida por el Icontec.

Petróleo: Mezcla de hidrocarburos existente en fase líquida a las condiciones del yacimiento y que permanece líquido a las condiciones normales de presión y temperatura en superficie, así como las impurezas contenidas en él.

Pie Cúbico Normal: Medida para determinar el volumen de gas contenido en un pie cúbico a condiciones estándar.

Pie Cúbico Estándar: Medida para determinar el volumen de gas contenido en un pie cúbico a una presión de 14,65 Lb/pulgada² y a una temperatura de 60°F.

Placa o Platina de Orificio: Placa metálica circular con un orificio calibrado, colocado en una tubería a través de la cual pasa el fluido, utilizada para la medición del gas.

Plan Unificado de Explotación: Convenio de explotación celebrado entre contratistas colindantes para permitir el desarrollo eficiente de un yacimiento explotado en forma compartida.

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

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

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

Pozo Descubridor: Pozo cuyo resultado conlleva al descubrimiento de una nueva área

productora de hidrocarburos y puede involucrar uno o más yacimientos.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Puntos de Medición Oficial: Puntos aprobados por el Ministerio de Minas y Energía en los cuales se miden la cantidad y calidad de los hidrocarburos producidos a condiciones estándar.

Puntos de Medición Oficial, de Transferencia y Custodia: Puntos aprobados por el Ministerio de Minas y Energía para la medición y entrega oficial de los hidrocarburos producidos.

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

Recobro Ultimo: Relación entre el volumen recuperado y volumen original estimado de hidrocarburos existentes in situ, en un determinado yacimiento.

Recuperación Mejorada: Técnicas aplicadas a los yacimientos para mantener o incrementar

su energía o la recuperación final de hidrocarburos.

SUIIME: Sistema Unico de Información Minero-Energética del Ministerio de Minas y Energía utilizado para liquidar las regalías por la producción de hidrocarburos.

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

Terminación: Conjunto de trabajos u operaciones que tienen por objeto dotar al pozo de todos los aditamentos definitivos requeridos para la producción o inyección de fluidos.

Tonelada Métrica: Unidad de medida de volumen equivalente a mil litros, reportada normalmente a condiciones estándar.

Transferencia de Custodia: Operación que ocurre cuando un producto es entregado a un tercero para su manejo y custodia, ya sea a título de tenencia o a título de propiedad del producto.

Yacimiento: Es toda formación rocosa del subsuelo en la cual se encuentran acumulados naturalmente hidrocarburos móviles y que están caracterizados por un sistema único de presiones.

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

Yacimientos no convencionales: Son todos aquellos donde la acumulación es predominantemente regional, extensa y la mayoría de las veces independiente de trampas estratigráficas o estructurales. Poseen bajas porosidades y permeabilidades y pobres propiedades petrofísicas. Su desarrollo requiere de alta tecnología, se les asocia muchas reservas y son capaces de producir por varias décadas. Los típicos yacimientos no convencionales incluyen las arenas apretadas de gas, carbonatos apretados, gas de capas de carbón, hidrocarburos de carbonatos y/o areniscas naturalmente fracturadas, arenas bituminosas, gas de lutitas.

TITULO II.

EXPLORACION.



ARTÍCULO 7o. ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN. Las actividades exploratorias se regirán por lo establecido en el presente reglamento y en las demás disposiciones que regulen la materia, así como por lo pactado en los diferentes contratos y convenios.



ARTÍCULO 8o. INFORME DE ACTIVIDADES EXPLORATORIAS. Antes de iniciar trabajos y en concordancia con las obligaciones exploratorias pactadas en cada una de las actividades del contrato o convenio el contratista deberá comunicar al Ministerio de Minas y Energía lo siguiente:

- a) Objetivos;
- b) Mapa geográfico del área, con coordenadas y escala exigidas por la autoridad competente;
- c) Cronograma de actividades;
- d) Metodología y tecnologías a utilizar.

PARÁGRAFO. Toda modificación que se realice en las actividades exploratorias se comunicará por el Contratista al Ministerio de Minas y Energía antes de ejecutarla.



ARTÍCULO 9o. INFORMES. El contratista presentará informes de acuerdo con lo estipulado en el Título VIII y el artículo 71 de la presente resolución.



ARTÍCULO 10. SEGURIDAD. En los trabajos que se ejecuten se aplicarán las buenas prácticas de la industria identificando eventuales situaciones de emergencia para cuyo efecto se propondrán planes de contingencia.



ARTÍCULO 11. TERMINACIÓN DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN. Terminadas las actividades de exploración, el contratista debe restaurar el área y cumplir con el pago de los salarios, afectaciones, servidumbres y arriendos, de acuerdo con las disposiciones vigentes.

TITULO III.

PERFORACION.

CAPITULO I.

ACTIVIDADES DE PERFORACIÓN.



ARTÍCULO 12. PERMISO PARA PERFORAR. Para iniciar la perforación de un pozo, previamente se debe solicitar y obtener permiso diligenciando el Formulario 4 “Permiso para perforar”. El permiso será válido por un periodo de tres (3) meses contados a partir de la fecha establecida para iniciar la perforación. Si durante este lapso la perforación no se inicia, el contratista dispondrá de treinta (30) días para justificar tal situación y renovar el permiso.

Para la perforación de uno o varios pozos de desarrollo se puede solicitar y obtener en un solo trámite los permisos diligenciando la Forma 4 para cada pozo y presentando un programa global para la perforación.



ARTÍCULO 13. VERIFICACIONES. <Artículo modificado por el artículo 2 de la Resolución 40048 de 2015. El nuevo texto es el siguiente:> El Ministerio de Minas y Energía, o quien haga sus veces en materia de fiscalización, podrá realizar una visita antes del inicio de la perforación de un pozo con el fin de verificar el cumplimiento de las condiciones de seguridad y de requerimientos técnicos del equipamiento instalado que al respecto se establezcan, así como de la localización que tendrá el pozo. El contratista deberá comunicar con al menos ocho (8) días

calendario de anticipación, la fecha prevista de comienzo de las operaciones de perforación.

En las operaciones desarrolladas en tierra y zonas lacustres la visita se realizará una vez la subestructura se haya instalado. En las operaciones costa afuera, dado que la estructura es parte integrante del equipo, la visita podrá realizarse en cualquier momento, excepto si el equipo procede de aguas no territoriales colombianas, en cuyo caso la visita se efectuará una vez el equipo haya ingresado a aguas colombianas.

De la visita practicada se levantará un acta y si no se presentan observaciones o recomendaciones que deban ser atendidas de manera inmediata, se podrá dar inicio a la perforación. En el evento en que el Ministerio de Minas y Energía, o quien haga sus veces en materia de fiscalización, formule observaciones y el contratista no ejecute los correctivos necesarios en los plazos acordados, podrá ordenar la suspensión de las operaciones.

Los equipos de perforación utilizados deberán cumplir con las disposiciones que al respecto establezca el Ministerio de Minas y Energía, conforme a normas internacionales.

PARÁGRAFO 1o. En el evento en que el Ministerio de Minas y Energía, o quien haga sus veces en materia de fiscalización, decida no realizar la visita de que trata el presente artículo o no se pronuncie dentro del plazo previsto en el mismo, el contratista podrá iniciar las operaciones, sin perjuicio de las observaciones que surjan de visitas de verificación posteriores.

PARÁGRAFO 2o. En operaciones costa afuera, el contratista deberá acreditar a través de un tercero competente o de un experto interno especialista en inspección de equipos de perforación marinos, la confiabilidad y seguridad operativa de los sistemas y componentes de equipos e instalaciones para perforación, terminación o reacondicionamiento de pozos de acuerdo con los requerimientos que el Ministerio de Minas y Energía defina o en su ausencia, a los lineamientos y recomendaciones del Instituto Americano del Petróleo (American Petroleum Institute - API) para operaciones costa afuera vigentes al momento de la operación. El contratista deberá precisar en un documento independiente y adjunto al informe de acreditación, las calidades y experiencia en el ramo del tercero competente o del experto interno responsable de la inspección.

Si el equipo de perforación fue inspeccionado en operaciones previas, en un término no superior a doce (12) meses, el contratista puede precisar ese documento de inspección al Ministerio de Minas y Energía o quien haga sus veces en materia de fiscalización.

Notas de Vigencia

- Artículo modificado por el artículo 2 de la Resolución 40048 de 2015, 'por la cual se establecen medidas en materia de exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos convencionales continentales y costa afuera', publicada en el Diario Oficial No. 49.396 de 16 de enero de 2015.

Legislación Anterior

Texto original de la Resolución 181495 de 2009:

ARTÍCULO 13. En las operaciones desarrolladas en tierra una vez se haya instalado la subestructura y en las operaciones desarrolladas en zonas lacustres y costa afuera una vez se haya instalado la plataforma, antes de iniciar la perforación se dará aviso al Ministerio de Minas y Energía con tres (3) días de anticipación, que si lo considera pertinente, realizará una visita a fin de verificar las condiciones técnicas del equipamiento instalado y la localización que tendrá el pozo.

De la visita practicada se levantará un acta y si no se presentan observaciones o recomendaciones que deban ser atendidas de manera inmediata, se podrá dar inicio a la perforación. En el evento en que el Ministerio formule observaciones y el contratista no ejecute los correctivos necesarios, podrá ordenar la suspensión de las operaciones.

Los equipos de perforación utilizados deberán cumplir con las disposiciones que al respecto establezca el Ministerio de Minas y Energía, conforme a las normas internacionales.

PARÁGRAFO. En el evento en que el Ministerio decida no realizar la visita de que trata el inciso 2o del presente artículo, el contratista podrá iniciar la perforación del respectivo pozo y sin perjuicio de las observaciones que surjan de visitas de verificación posteriores.



ARTÍCULO 14. SUSPENSIÓN Y REVOCACIÓN DEL PERMISO. El Ministerio de Minas y Energía podrá suspender o revocar el permiso para perforar e imponer las sanciones pecuniarias que la situación amerite, cuando las condiciones de seguridad en las operaciones no sean adecuadas o cuando se cambie de manera inconsulta alguno de los requerimientos exigidos en el Formulario 4 “Permiso para perforar” aprobado, previo agotamiento del procedimiento de investigación.



ARTÍCULO 15. PROHIBICIÓN. Ningún pozo podrá ser perforado a menos de las siguientes distancias, sin permiso especial del Ministerio de Minas y Energía.

- a) Cien (100) metros entre la proyección vertical del fondo del pozo a superficie y del 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 los diversos talleres, calderas y demás instalaciones en uso.
- e) Cien (100) metros de las casas de habitación;
- f) Cincuenta (50) metros de las líneas de transmisión eléctrica para el servicio público.



ARTÍCULO 16. PROGRAMA DE PERFORACIÓN. La perforación de un pozo debe sujetarse al programa aprobado por el Ministerio de Minas y Energía. Cualquier modificación debe ser previamente autorizada actualizando el programa.

En casos de profundización o cambio de dirección de un pozo, sin interrumpir las operaciones, se debe dar aviso al Ministerio de Minas y Energía justificando técnicamente la operación

proyectada y actualizando el Formulario 4 “Permiso para perforar”.



ARTÍCULO 17. INFORMES. Durante la perforación de un pozo se debe rendir un informe diario por vía electrónica al Ministerio de Minas y Energía que contenga mínimo lo siguiente:

- a) Reporte de ingeniería;
- b) Reporte de geología;
- c) Registro de evaluación de formaciones.

Además del informe diario, quincenalmente se debe diligenciar el Formulario 5 “Informe quincenal” y suministrar al Ministerio de Minas y Energía cualquier otra información por éste requerida, incluyendo las principales actividades desarrolladas, parámetros de perforación, registros, pruebas y los resultados obtenidos.

CAPITULO II.

TERMINACIÓN DE POZOS.



ARTÍCULO 18. PROGRAMA DE TERMINACIÓN OFICIAL. En los pozos exploratorios, se enviará al Ministerio de Minas y Energía el programa de pruebas y terminación para aprobación previa. En los pozos de desarrollo y de avanzada el programa se presentará en el Formulario 4 “Permiso para perforar” antes de iniciar la perforación. Cualquier modificación al programa debe ser comunicada previamente al Ministerio de Minas y Energía.

Terminado el pozo, dentro de los treinta (30) días calendario siguientes, se enviará al Ministerio de Minas y Energía debidamente diligenciado, el Formulario 6 “Informe de terminación oficial”. En caso de un programa intensivo de desarrollo, previa justificación, el Ministerio podrá ampliar dicho plazo.

PARÁGRAFO. El programa podrá ser entregado por medio electrónico y el Ministerio de Minas y Energía podrá emitir pronunciamiento por el mismo medio.



ARTÍCULO 19. CAMBIOS EN LA TERMINACIÓN. Para cambiar la terminación de un pozo se debe solicitar permiso al Ministerio de Minas y Energía con quince (15) días calendario de anticipación, por medio del Formulario 7 “Permiso para trabajos posteriores a la terminación oficial”. Quince (15) días calendario después de terminado el trabajo se debe informar sobre los resultados diligenciando el Formulario 10 “Informe sobre trabajos posteriores a la terminación oficial”.



ARTÍCULO 20. TERMINACIÓN MÚLTIPLE. Cuando un pozo se termine en forma múltiple, se debe informar de los resultados del trabajo diligenciando el Formulario 11 “Informe de terminación múltiple.”



ARTÍCULO 21. TUBERÍA DE REVESTIMIENTO USADA EN LA PERFORACIÓN DE POZOS. No se podrá utilizar tubería de revestimiento usada en la perforación de pozos, salvo que el Ministerio de Minas y Energía lo autorice previa inspección y certificación de prueba de

integridad por una compañía especializada y autorizada para tal efecto.



ARTÍCULO 22. SEGURIDAD DE LAS TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO Y PRODUCCIÓN. Las tuberías de revestimiento y producción que se utilicen en la perforación y terminación de pozos 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 durante la perforación de un pozo, la tubería de revestimiento de superficie debe instalarse y cementarse por lo menos cincuenta (50) pies 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.



ARTÍCULO 25. POZO DE REEMPLAZO. Si durante la perforación tiene que ser abandonado un pozo por fallas mecánicas sin haber alcanzado su objetivo principal y se opte por iniciar inmediatamente otro que lo reemplace o por realizar una ventana lateral con el fin de alcanzar el objetivo propuesto, podrá hacerse dando previo aviso escrito, o por cualquier medio, al Ministerio de Minas y Energía, actualizando posteriormente el Formulario 4 “Permiso para perforar”, dentro del término que le señale el Ministerio para el efecto.



ARTÍCULO 26. TOMA DE REGISTROS ELÉCTRICOS. <Artículo modificado por el artículo 3 de la Resolución 40048 de 2015. El nuevo texto es el siguiente:> En todo pozo exploratorio se deberán tomar como mínimo registros eléctricos de Gamma Ray (GR), Potencial Espontáneo (SP) y de resistividad, desde superficie hasta profundidad final.

PARÁGRAFO 1o. En aquellas operaciones donde la toma de registros con cable pueda resultar riesgosa para la integridad del pozo o donde técnicamente no sea factible su corrida, el contratista podrá utilizar herramientas para registro de pozo en tiempo real.

PARÁGRAFO 2o. Para el caso costa afuera, se deberán tomar como mínimo registros de Gamma Ray (GR) y de resistividad desde la sección siguiente al revestimiento de superficie y hasta la profundidad final.

Notas de Vigencia

- Artículo modificado por el artículo 3 de la Resolución 40048 de 2015, 'por la cual se establecen medidas en materia de exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos convencionales continentales y costa afuera', publicada en el Diario Oficial No. 49.396 de 16 de enero de 2015.

Legislación Anterior

Texto original de la Resolución 181495 de 2009:

ARTÍCULO 26. En todo pozo se deberán tomar como mínimo registros eléctricos de gamma ray (GR), potencial espontáneo (SP) y de resistividad, desde superficie hasta profundidad final.



ARTÍCULO 27. PRUEBA INICIAL. <Artículo modificado por el artículo 4 de la Resolución 40048 de 2015. El nuevo texto es el siguiente:> Concluida la perforación y terminado el pozo, se realizará una prueba inicial de producción para cuyos efectos, previamente, deberá enviarse un programa al Ministerio de Minas y Energía o a quien haga sus veces en materia de fiscalización. La prueba tendrá una duración máxima de siete (7) días de producción de fluidos por intervalo probado y sin perjuicio de los tiempos requeridos para toma de muestras, registros de presión y acondicionamiento del pozo. Los resultados de la prueba se reportarán en el Formulario 6 “Informe de terminación oficial”.

En los pozos exploratorios, de avanzada y de desarrollo en yacimientos compartimentados, se deben practicar pruebas de presión y presentar los resultados en el formulario 8 “Informe sobre pruebas de presión”. Además, en los pozos exploratorios se deben realizar pruebas selectivas por cada intervalo cañoneado y tomar muestras para la caracterización de fluidos.

En los pozos exploratorios y de avanzada, el Ministerio de Minas y Energía o quien haga sus veces en materia de fiscalización, realizará una visita a fin de verificar las condiciones técnicas de las facilidades iniciales de producción. De la visita se levantará un acta y si no se presentan observaciones o recomendaciones que deban ser atendidas de manera inmediata, se podrá dar inicio a la prueba. En el evento en que se formulen observaciones y el contratista no ejecute los correctivos necesarios en los tiempos acordados, se podrá ordenar la suspensión de las operaciones.

PARÁGRAFO 1o. Cuando las circunstancias operacionales o las características del yacimiento lo ameriten, el Ministerio de Minas y Energía o quien haga sus veces en materia de fiscalización, podrá autorizar tiempos superiores de prueba, la realización de trabajos adicionales al programa original de terminación o cambios con relación a las pruebas selectivas.

PARÁGRAFO 2o. Cuando esté en riesgo la integridad del pozo, se podrá prescindir de la toma de registros de presión y/o muestras de fluidos, con autorización del Ministerio de Minas y Energía o de quien haga sus veces en materia de fiscalización.

PARÁGRAFO 3o. En operaciones costa afuera, cuando la recuperación, almacenamiento y manejo de fluidos en superficie durante la prueba de pozo pueda resultar riesgosa para la operación o cuando por motivos de eficiencia operacional demostrables así se requiera, el operador podrá utilizar, previa información al Ministerio de Minas y Energía o a quien haga sus veces en materia de fiscalización, otras técnicas que le permitan determinar la presencia de hidrocarburos tales como los probadores de formación operados por cable o las pruebas Mini-DST, en combinación con herramientas tradicionales como registros de pozo, pruebas de presión, pruebas de inyektividad, muestras y ripios

Notas de Vigencia

- Artículo modificado por el artículo 4 de la Resolución 40048 de 2015, 'por la cual se establecen medidas en materia de exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos convencionales continentales y costa afuera', publicada en el Diario Oficial No. 49.396 de 16 de enero de 2015.

Legislación Anterior

Texto original de la Resolución 181495 de 2009:

ARTÍCULO 27. Concluida la perforación y terminado el pozo, se realizará una prueba inicial de producción para cuyos efectos, previamente, deberá enviarse un programa al Ministerio de Minas y Energía. La prueba tendrá una duración máxima de siete (7) días de producción de fluidos por intervalo probado y sin perjuicio de los tiempos requeridos para toma de muestras, registros de presión y acondicionamiento del pozo. Los resultados de la prueba se reportarán en el Formulario 6 “Informe de terminación oficial”.

En los pozos exploratorios, de avanzada y de desarrollo en yacimientos compartimentados, se deben practicar pruebas de presión y presentar los resultados en el Formulario 8 “Informe sobre pruebas de presión”. Además, en los pozos exploratorios se deben realizar pruebas selectivas por cada intervalo cañoneado y tomar muestras para la caracterización de fluidos.

En los pozos exploratorios y de avanzada, el Ministerio de Minas y Energía realizará una visita a fin de verificar las condiciones técnicas de las facilidades iniciales de producción. De la visita se levantará un acta y si no se presentan observaciones o recomendaciones que deban ser atendidas de manera inmediata, se podrá dar inicio a la prueba. En el evento en que el Ministerio formule observaciones y el contratista no ejecute los correctivos necesarios, podrá ordenar la suspensión de las operaciones.

PARÁGRAFO 1o. Cuando las circunstancias operacionales o las características del yacimiento lo ameriten, el Ministerio de Minas y Energía podrá autorizar tiempos superiores de prueba, la realización de trabajos adicionales al programa original de terminación o cambios con relación a las pruebas selectivas.

PARÁGRAFO 2o. Cuando esté en riesgo la integridad del pozo, se podrá prescindir de la toma de registros de presión y/o muestras de fluidos, con autorización del Ministerio de Minas y Energía.



ARTÍCULO 28. ANÁLISIS FÍSICOQUÍMICOS. 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 en el Formulario 6 “Informe de terminación oficial”.

En las muestras y corazones se indicará la profundidad a la cual fueron tomados y en estos últimos además, su orientación original. El material recolectado de acuerdo con el programa de perforación aprobado, será enviado a la Litoteca Nacional, conforme lo establecen las normas vigentes.



ARTÍCULO 29. MUESTRAS DE CORAZONES. En todo yacimiento descubierto se deben tomar muestras de corazones ya sea en pozos exploratorios de avanzada o en los dos pozos

iniciales de desarrollo. Previa aprobación del Ministerio de Minas y Energía, por razones operacionales, económicas o características del yacimiento, se podrá prescindir de dicha actividad.

CAPITULO III.

TAPONAMIENTO Y ABANDONO DE POZOS.



ARTÍCULO 30. CONDICIONES PARA EL TAPONAMIENTO Y ABANDONO. <Artículo modificado por el artículo 5 de la Resolución 40048 de 2015. El nuevo texto es el siguiente:> Cuando se haya perforado un pozo que resulte seco o por problemas mecánicos haya de abandonarse definitivamente, será taponado y desmantelado inmediatamente, en cuyo caso, previa la realización de estas actividades, se debe actualizar y obtener aprobación del Ministerio de Minas y Energía o quien haga sus veces en materia de fiscalización, del nuevo programa de abandono.

Igual procedimiento deberá seguirse en el evento en que un pozo permanezca inactivo por más de seis (6) meses sin justificación.

Los trabajos necesarios para el taponamiento tendrán como objetivo 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.

En cualquiera de estos eventos se debe diligenciar el formulario 10A “Informe de taponamiento y abandono”.

PARÁGRAFO 1o. En los pozos secos o que por problemas mecánicos no pueda concluirse la perforación, se debe diligenciar el Formulario 6. “Informe de terminación oficial”.

PARÁGRAFO 2o. El contratista podrá abandonar temporalmente un pozo exploratorio, previa autorización y aprobación del programa de taponamiento por parte del Ministerio de Minas y Energía o quien haga sus veces en materia de fiscalización, por un periodo que no podrá extenderse más allá de la fase exploratoria del contrato.

Si al finalizar este tiempo, el contratista no ha reactivado el pozo, todas las facilidades y equipos deberán ser retirados, y deberá procederse con la limpieza y restauración ambiental de la zona y el abandono definitivo del pozo.

En operaciones costa afuera, cuando la lámina de agua sea superior a 1.000 pies (304.8 metros) y el operador haya asegurado apropiadamente el pozo, no será necesario el desmantelamiento de los equipos y facilidades de producción submarina instaladas.

Toda intervención y/o operación de re-entry al pozo abandonado temporalmente deberá ser aprobada previamente por el Ministerio de Minas y Energía o quien haga sus veces en materia de fiscalización.

Establecido el abandono definitivo o la reactivación del pozo y su posterior terminación, se deberá diligenciar el Formulario 6 “Informe de Terminación Oficial”.

PARÁGRAFO 3o. En operaciones costa afuera, cuando la lámina de agua sea menor o igual a 1.000 pies (304.8 metros), la actividad de abandono temporal requerirá la instalación de un

guardarredes (net guard) sobre el cabezal del pozo.

PARÁGRAFO 4o. En operaciones costa afuera, si terminada la fase exploratoria el operador ha realizado la declaración de comercialidad del campo, el periodo de abandono temporal podrá extenderse durante el tiempo que se tardan las operaciones de construcción de las facilidades necesarias para el manejo de los fluidos que se produzcan.

Notas de Vigencia

- Artículo modificado por el artículo 5 de la Resolución 40048 de 2015, 'por la cual se establecen medidas en materia de exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos convencionales continentales y costa afuera', publicada en el Diario Oficial No. 49.396 de 16 de enero de 2015.

Legislación Anterior

Texto original de la Resolución 181495 de 2009:

ARTÍCULO 30. Cuando se haya perforado un pozo que resulte seco o por problemas mecánicos haya de abandonarse, será taponado y desmantelado inmediatamente, en cuyo caso, previa la realización de estas actividades, se debe actualizar y obtener aprobación del Ministerio de Minas y Energía del nuevo programa de abandono.

Igual procedimiento deberá seguirse en el evento en que un pozo permanezca inactivo por más de seis (6) meses sin justificación.

Los trabajos necesarios para el taponamiento tendrán como objetivo 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.

En cualquiera de estos eventos se debe diligenciar el formulario 10A “Informe de taponamiento y abandono”.

PARÁGRAFO. En los pozos secos o que por problemas mecánicos no pueda concluirse la perforación, se debe diligenciar el Formulario 6. “Informe de terminación oficial”.



ARTÍCULO 31. SUSPENSIÓN DE POZOS EN PERFORACIÓN. Para suspender la perforación de un pozo se deberá solicitar autorización al Ministerio de Minas y Energía y para el efecto presentar un informe justificando tal decisión e indicando el plan a seguir. La suspensión se dará por un periodo de tres (3) meses prorrogables hasta por dos periodos iguales.

El Ministerio de Minas y Energía podrá en cualquier momento ordenar el taponamiento y abandono inmediato del pozo en el evento de considerarlo técnicamente necesario, debiendo el contratista diligenciar el Formulario 6 “Informe de terminación oficial” y el Formulario 10A “Informe de taponamiento y abandono”.



ARTÍCULO 32. SUSPENSIÓN TEMPORAL DE POZOS PERFORADOS O TERMINADOS. <Artículo modificado por el artículo 6 de la Resolución 40048 de 2015. El nuevo texto es el siguiente:> El Ministerio de Minas y Energía o quien haga sus veces en materia de fiscalización, podrá autorizar la suspensión temporal de pozos perforados o perforados y terminados, por un periodo de hasta doce (12) meses, prorrogable por un término igual con la

debida justificación.

Los pozos suspendidos deberán estar debidamente asegurados, bien sea a través de la colocación de un tapón de superficie y/o de válvulas en superficie o subsuelo. Establecido el abandono definitivo o la reactivación del pozo y su posterior terminación, se debe diligenciar el Formulario 6 “Informe de terminación oficial”.

Notas de Vigencia

- Artículo modificado por el artículo 6 de la Resolución 40048 de 2015, 'por la cual se establecen medidas en materia de exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos convencionales continentales y costa afuera', publicada en el Diario Oficial No. 49.396 de 16 de enero de 2015.

Legislación Anterior

Texto original de la Resolución 181495 de 2009:

ARTÍCULO 32. SUSPENSIÓN TEMPORAL DE POZOS TERMINADOS. El Ministerio de Minas y Energía podrá autorizar la suspensión temporal de pozos perforados o terminados, por un periodo hasta de 180 días calendario, prorrogables por otro tanto con la debida justificación.

Los pozos suspendidos deberán estar debidamente asegurados, bien sea a través de la colocación de un tapón de superficie y/o de válvulas en superficie o subsuelo. Establecido el abandono definitivo o la reactivación del pozo y su posterior terminación, se debe diligenciar el Formulario 6 “Informe de terminación oficial”.



ARTÍCULO 33. PERMISO DE ABANDONO DE POZOS OFICIALMENTE TERMINADOS. Antes de iniciar los trabajos de abandono de un pozo oficialmente terminado, se solicitará permiso por escrito al MME diligenciando el Formulario 7 “Permiso para trabajos posteriores a la terminación oficial”. Finalizados los trabajos de taponamiento se diligenciará el Formulario 1A. “Informe de taponamiento y abandono”.



ARTÍCULO 34. 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 35. REGLAMENTACIÓN DEL TAPONAMIENTO. La supervisión y los procedimientos para el taponamiento permanente o temporal de pozos, las pruebas de integridad mecánica que se realicen y las características de los tapones, serán establecidos por el Ministerio de Minas y Energía.

TITULO IV.

PRUEBAS EXTENSAS.



ARTÍCULO 36. PRUEBAS EXTENSAS DE PRODUCCIÓN. Para realizar las pruebas extensas de producción se debe obtener autorización previa del Ministerio de Minas y Energía,

para cuyos efectos se debe tener aprobado el formulario 6 “Informe de terminación oficial” y las facilidades de producción a utilizar, las cuales deberá ser instaladas bajo el cumplimiento de las normas técnicas nacionales o internacionales en la materia, además presentar un programa de pruebas y un mapa del área del yacimiento, de acuerdo con el Decreto 3229 de 2003, o las normas que lo modifiquen o sustituyan. Las pruebas tendrán una duración máxima de seis (6) meses, prorrogables en función de su alcance.

Además, se deben practicar como mínimo pruebas de presión y su resultado se reportará al Ministerio de Minas y Energía dentro de los treinta (30) días calendario siguientes, en el Formulario 8 “Informe sobre prueba de presión”.

TITULO V.

PERIODO DE EXPLOTACION.

CAPITULO I.

INICIO DE EXPLOTACIÓN.



ARTÍCULO 37. INICIO DE EXPLOTACIÓN. Para iniciar la explotación de un determinado campo, el contratista deberá presentar previamente el diseño de las facilidades de producción y obtener aprobación del Ministerio de Minas y Energía. Una vez estas se hallen instaladas se verificará si corresponden al diseño aprobado, de lo contrario, no se otorgará el inicio de explotación respectivo.

Además, se deberá aportar un análisis del riesgo operacional, la licencia global ambiental y copia de las autorizaciones o aprobaciones correspondientes, sin perjuicio de otros documentos o información que sean requeridos.

El aforo de los tanques, la calibración de los equipos de medición y el patronamiento de las cintas, termómetros y demás instrumentos y equipos de medición y de laboratorio deben estar certificados por las entidades competentes y verificados por el Ministerio de Minas y Energía.

Todos los requerimientos antes mencionados, son de estricto cumplimiento con el fin de proceder con el inicio de explotación respectivo.

PARÁGRAFO 1o. En los contratos celebrados con la Agencia Nacional de Hidrocarburos, esta suministrará al Ministerio de Minas y Energía la información presentada por los contratistas en el Plan de Desarrollo, la cual es requisito para el otorgamiento del inicio de explotación. Para los contratos de asociación, será el contratista quien presente al Ministerio de Minas y Energía copia de la información enviada a Ecopetrol S.A., de la solicitud de comercialidad, el pronunciamiento de dicha entidad y de ser necesaria, la aceptación de explotación por parte del contratista, cuando de solo riesgo se trate.

PARÁGRAFO 2o. Si las facilidades de producción utilizadas para la aprobación del inicio de explotación son las mismas autorizadas para el desarrollo de la prueba extensa, estas se tomarán como referencia para el otorgamiento del inicio de explotación respectivo y sin perjuicio de las adecuaciones que se requieran para el cumplimiento del plan de desarrollo del campo.

PARÁGRAFO 3o. Las tasas eficientes de producción presentadas por los contratistas serán

aprobadas por el Ministerio de Minas y Energía.

PARÁGRAFO 4o. Los inicios de explotación serán otorgados por el Ministerio de Minas y Energía a través de resolución debidamente motivada y previo cumplimiento de los requisitos señalados en el presente artículo.

CAPITULO II.

PRODUCCIÓN.



ARTÍCULO 38. REQUERIMIENTOS PARA LA PRODUCCIÓN. Los equipos de control, las facilidades de producción, el tratamiento y almacenamiento de hidrocarburos, las condiciones de los separadores, el aforo de los tanques, las distancias mínimas para la instalación de tanques, los diques para la contención de derrames, las características de las teas, las instalaciones eléctricas y todos los demás requerimientos necesarios para la producción, serán reglamentados por el Ministerio de Minas y Energía. En el evento que no se haya expedido tal reglamentación, se tomará como base las normas internacionales aplicables en la materia.



ARTÍCULO 39. PRUEBAS DE POZOS. Todo pozo en producción debe ser probado por lo menos una vez al mes, con una duración mínima de seis horas, con el fin de determinar los volúmenes y parámetros (GOR y BSW) de los fluidos producidos, o siempre que cambien las condiciones operacionales, para efectos de detectar variaciones en la producción. Los datos obtenidos deben reportarse al MME mensualmente en los Formularios 16 “Informe mensual sobre ensayos de potencial de pozos de petróleo” y Formulario 25 “Prueba de pozo de gas”.

Las pruebas deben realizarse utilizando separadores y tanques de prueba. El cambio en la frecuencia y duración de las pruebas y la utilización de otros métodos para su práctica, deben ser previamente aprobados por el Ministerio de Minas y Energía.

El Ministerio de Minas y Energía regulará la relación gas-petróleo (GOR) de acuerdo con las condiciones específicas de cada yacimiento.



ARTÍCULO 40. TRABAJOS POSTERIORES A LA TERMINACIÓN. Para realizar trabajos de estimulación, reparaciones o trabajos de fondo de pozo, instalación o cambio de un sistema de levantamiento artificial, trabajos de reacondicionamiento que alteren las condiciones actuales del pozo o del yacimiento, o para abandonarlo, se debe solicitar permiso al Ministerio de Minas y Energía mediante el Formulario 7 “Permiso para trabajos posteriores a la terminación oficial”.

Quince (15) días después de terminado el trabajo, se debe informar sobre los resultados por medio del Formulario 10, “Informe sobre trabajos posteriores a la terminación oficial”. En los casos de abandono de pozos, el informe se rendirá en el Formulario 1A “Informe de Taponamiento y Abandono”.

PARÁGRAFO. Para instalar o cambiar el levantamiento artificial, se debe justificar técnica y económicamente el sistema que se pretende utilizar y presentar un diagrama donde se muestren los equipos de fondo de pozo y superficie; además, el Ministerio de Minas y Energía realizará una inspección a las instalaciones requeridas para la implementación del sistema y en caso de establecer deficiencias o malos procedimientos, podrá revocar el permiso.

CAPITULO III.

MEDICIÓN OFICIAL.



ARTÍCULO 41. REQUERIMIENTOS PARA LA MEDICIÓN. <Artículo modificado por el artículo 7 de la Resolución 40048 de 2015. El nuevo texto es el siguiente:> Los equipos de medición de hidrocarburos, la obligación de preservar su integridad, la periodicidad con la cual estos deban calibrarse, las certificaciones con las cuales estos deban contar y los demás requerimientos que sean necesarios para desarrollar esta actividad, serán reglamentados por el Ministerio de Minas y Energía. En el evento en que no se haya expedido tal reglamentación, se tomarán como base las normas internacionales aplicables en la materia.

Notas de Vigencia

- Artículo modificado por el artículo 7 de la Resolución 40048 de 2015, 'por la cual se establecen medidas en materia de exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos convencionales continentales y costa afuera', publicada en el Diario Oficial No. 49.396 de 16 de enero de 2015.

Legislación Anterior

Texto original de la Resolución 181495 de 2009:

ARTÍCULO 41. Los equipos de medición de hidrocarburos, la obligación de preservar su integridad, la periodicidad con la cual estos deban calibrarse, las certificaciones con las cuales estos deban contar y los demás requerimientos que sean necesarios para desarrollar esta actividad, serán reglamentados por el Ministerio de Minas y Energía. En el evento que no se haya expedido tal reglamentación, se tomará.

TITULO VI.

CONTROL DE YACIMIENTOS.



ARTÍCULO 42. 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 Desarrollo contemplado en el contrato.

El Ministerio de Minas y Energía podrá autorizar la producción conjunta de yacimientos a través de un mismo pozo cuando lo estime conveniente para un mejor aprovechamiento de los recursos de hidrocarburos o cuando 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 haga el Ministerio de Minas y Energía;
- 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.

PARÁGRAFO. Cuando se autorice la explotación conjunta de yacimientos, por lo menos cada seis (6) meses, se deberá realizar pruebas que determinen el aporte de fluidos de cada yacimiento, las cuales serán acordadas con el Ministerio de Minas y Energía.



ARTÍCULO 43. CLASIFICACIÓN DE LOS YACIMIENTOS Y POZOS. <Artículo modificado por el artículo 8 de la Resolución 40048 de 2015. El nuevo texto es el siguiente:> El Ministerio de Minas y Energía o quien haga sus veces en materia de fiscalización, determinará la clasificación de los yacimientos y pozos y podrá reclasificarlos cuando las condiciones lo ameriten o por solicitud del contratista, técnicamente justificada.

PARÁGRAFO. Los pozos estratigráficos podrán ser utilizados como productores, inyectores, pozos de observación o de disposición, únicamente en la etapa de desarrollo, previo el cumplimiento de los requerimientos para intervención de pozos, de acuerdo con el artículo [40](#) de la Resolución 18 1495 del 2 de septiembre de 2009 o las normas que lo modifiquen o sustituyan y del cumplimiento de los trámites ambientales pertinentes.

Notas de Vigencia

- Artículo modificado por el artículo 8 de la Resolución 40048 de 2015, 'por la cual se establecen medidas en materia de exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos convencionales continentales y costa afuera', publicada en el Diario Oficial No. 49.396 de 16 de enero de 2015.

Legislación Anterior

Texto original de la Resolución 181495 de 2009:

ARTÍCULO 43. El Ministerio de Minas y Energía determinará la clasificación de los yacimientos y pozos y podrá reclasificarlos cuando las condiciones lo ameriten o por solicitud del contratista, técnicamente justificada.



ARTÍCULO 44. 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 más eficientes aprobadas por el Ministerio de Minas y Energía. Además, se deberá monitorear el comportamiento de las presiones, la relación gas – petróleo y el corte de agua, con el objeto de obtener técnica y económicamente la máxima recuperación final de hidrocarburos.



ARTÍCULO 45. PRUEBAS DE PRESIÓN DE YACIMIENTO. Por lo menos cada seis (6) meses se debe realizar un programa de monitoreo de la presión a cada uno de los yacimientos en explotación o, en su defecto, se deben colocar sensores de fondo permanentes para el mismo efecto. Dicho programa será concertado con el Ministerio de Minas y Energía.

Los resultados serán reportados al Ministerio de Minas y Energía en un plazo no mayor a treinta (30) días calendario en el Formulario 8. “Informe sobre pruebas de presión”. El informe deberá contener el análisis, interpretación y resultado de las pruebas, así como los parámetros utilizados, indicando la fuente o procedimiento para su estimación. Además, anexará las gráficas, cálculos, modelos y métodos de interpretación e informará acerca del programa de interpretación utilizada.

PARÁGRAFO. La periodicidad de las pruebas de presión de yacimiento puede ser modificada a solicitud del contratista, previa justificación técnica y aprobación del Ministerio de Minas y

Energía.



ARTÍCULO 46. MANTENIMIENTO DE PRESIÓN. Todo ensayo, piloto o proyecto de mantenimiento de presión por inyección de fluidos y sus modificaciones, deberán ser previamente aprobados por el Ministerio de Minas y Energía. Para tal efecto, el contratista suministrará la información requerida en el Formulario 15 “Permiso para recobro mejorado”.

PARÁGRAFO 1o. La duración de todo ensayo o piloto deberá ser acordada entre el contratista y el Ministerio de Minas y Energía.

PARÁGRAFO 2o. El contratista debe presentar el diseño de las facilidades requeridas en el desarrollo de lo establecido en el presente artículo y obtener aprobación del Ministerio de Minas y Energía. Una vez estas se hallen instaladas, dicha entidad verificará si corresponden o no al diseño aprobado. De no corresponder, el Ministerio de Minas y Energía podrá suspender la operación.



ARTÍCULO 47. PLAN UNIFICADO DE EXPLOTACIÓN. Con el fin de lograr la mayor eficiencia en la explotación de uno o varios yacimientos que se encuentren localizados en dos (2) o más áreas contratadas correspondientes a distintos interesados y tal circunstancia dé lugar a conflictos entre ellos o pongan en riesgo el recobro último, tales interesados estarán obligados a poner en práctica un plan unificado de explotación, el cual deberá ser aprobado por el Ministerio de Minas y Energía.

Cuando un mismo contratista tenga intereses en uno o varios yacimientos que se encuentren localizados en dos o más áreas contractuales diferentes, se deberá presentar un plan unificado de explotación para la aprobación del Ministerio de Minas y Energía, de no hacerse dicha entidad podrá imponerlo.



ARTÍCULO 48. PRODUCCIÓN UNIFICADA DE CAMPOS. Con el fin de optimizar la producción de dos o más campos, el o los interesados podrán unificar la explotación presentando un plan que será aprobado previamente por el Ministerio de Minas y Energía.



ARTÍCULO 49. PROYECTOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA. Todo ensayo, piloto o proyecto de recuperación por cualquier método y su extensión al yacimiento y sus modificaciones, deben ser previamente aprobadas por el Ministerio de Minas y Energía. Para tal efecto, el contratista suministrará la información requerida en el Formulario 15 “Permiso para recobro mejorado”.

PARÁGRAFO 1o. La duración de todo ensayo o piloto deberá ser acordada entre el contratista y el Ministerio de Minas y Energía.

PARÁGRAFO 2o. El contratista debe presentar el diseño de las facilidades requeridas en desarrollo de lo establecido en el presente artículo y obtener aprobación del Ministerio de Minas y Energía. Una vez estas se hallen instaladas, se verificará si corresponden o no al diseño aprobado. De no corresponder, dicha entidad podrá suspender la operación.



ARTÍCULO 50. 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 por lo menos con dos (2) meses de anticipación. Para tal efecto, el interesado suministrará toda la información de carácter técnico y económico que le sea solicitada.

Las condiciones y duración de la suspensión serán acordadas entre el Ministerio de Minas y Energía y el contratista. Para el abandono se requiere la presentación de un plan para aprobación. El desmantelamiento de facilidades y equipos, será verificado por este ministerio sin perjuicio de las competencias que ejercen las autoridades ambientales.



ARTÍCULO 51. PROYECTOS DE DISPOSICIÓN DEL AGUA PRODUCCIÓN. Todo proyecto de disposición del agua producida debe estar previamente autorizado por el Ministerio de Minas y Energía, diligenciando el Formulario 20, “Informe Mensual sobre Inyección de Agua y Producción (Recuperación Secundaria)”.

La capacidad de inyección dependerá de los resultados de la prueba de inyectividad, para lo cual será diligenciado previamente el Formulario 7 “Permiso para trabajos posteriores a la terminación oficial”.



ARTÍCULO 52. PROHIBICIÓN DE QUEMA DE GAS Y DESPERDICIO. Se prohíbe la quema, el desperdicio o emisión de gas a la atmósfera. En toda circunstancia, se deben proveer las facilidades para su utilización, ya sea reinyección al yacimiento o reciclamiento, el almacenamiento subterráneo o en superficie o la comercialización. Se exceptúa el volumen de gas que por razones de seguridad deba quemarse o el gas operacional que sea inviable o antieconómico recuperarlo, en cuyo caso deberá justificarse técnicamente tal situación y aprobarse previamente por el Ministerio de Minas y Energía.

PARÁGRAFO 1o. Todo proyecto de almacenamiento subterráneo o en superficie de gas debe estar previamente autorizado por el Ministerio de Minas y Energía, diligenciando el Formulario 21 “Informe Mensual sobre Mantenimiento de Presión (Inyección de Gas)”. La capacidad de inyección en los pozos dependerá de los resultados de la prueba de inyectividad, para lo cual será diligenciado previamente el Formulario 7 “Permiso para trabajos posteriores a la terminación oficial”.

PARÁGRAFO 2o. 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 deberá presentar un informe al Ministerio de Minas y Energía cuantificando los problemas operacionales presentados y los volúmenes de gas quemados.

PARÁGRAFO 3o. Excepcionalmente se podrá quemar gas, previa autorización del Ministerio de Minas y Energía, quien autorizará el volumen máximo de gas a quemar, así como el tiempo máximo durante el cual se pueda realizar la quema.

PARÁGRAFO 4o. Todo gas que se queme, desperdicie o emita a la atmósfera sin tener en cuenta las condiciones o excepciones determinadas en este artículo, serán objeto del pago de regalías.



ARTÍCULO 53. DESPERDICIO. Se considera desperdicio cuando:

- a) Exista uso ineficiente, excesivo, o se dilapide la energía de los yacimientos;
- b) La perforación de un pozo dentro de un campo dé como resultado una reducción en la cantidad de petróleo o gas último recuperable de un yacimiento, de acuerdo con las buenas prácticas de la industria;
- c) Exista almacenamiento ineficiente de petróleo o gas;
- d) La producción de petróleo o gas exceda la capacidad disponible de facilidades de almacenamiento, tratamiento, transporte y comercialización;
- e) No se utilicen sistemas de levantamiento artificial adecuados, que afecten el recobro último de petróleo o gas.

TITULO VII.

DESMANTELAMIENTO DE CONSTRUCCIONES E INSTALACIONES.



ARTÍCULO 54. AJUSTES AL PROGRAMA DE ABANDONO. Con el inicio de la Explotación se debe presentar un programa de Abandono para cada área contratada el cual será actualizado con el informe técnico anual, de existir modificaciones.

PARÁGRAFO. Si el programa de abandono o sus actualizaciones fueron presentados a la Agencia Nacional de Hidrocarburos o a Ecopetrol S. A., para efectos contractuales, el Ministerio de Minas y Energía se basará en dicho programa.



ARTÍCULO 55. DESMANTELAMIENTO. El desmantelamiento de facilidades, equipos e instalaciones en general requiere permiso previo del Ministerio de Minas y Energía.

La solicitud de permiso deberá expresar las razones del desmantelamiento, la destinación y el uso que se vaya a dar al material y equipos retirados.

En todo permiso para desmantelamiento 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 56. CONTENIDO DE LOS INFORMES. Todos los informes, estudios o análisis relativos a las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, salvo el estudio de simulación, deberán presentarse al Ministerio de Minas y Energía de acuerdo con lo exigido en el “Manual de suministro de información técnica y geológica a la Agencia Nacional de Hidrocarburos”.



ARTÍCULO 57. INFORMES ANUALES. Antes del primero (1o) de marzo de cada año y con corte al 31 de diciembre del año anterior, toda persona que realice actividades de exploración o explotación deberá presentar al Ministerio de Minas y Energía un informe de geología, geofísica y de ingeniería, suscrito por un Geólogo o Ingeniero de Petróleos, indicando el número de la matrícula profesional. El informe debe contener una introducción en la cual se identifique su objeto, los documentos y fuentes utilizadas y el periodo que comprende.

Las escalas de los mapas que deben presentarse, serán reglamentadas por el Ministerio de Minas y Energía, en concordancia con los estándares del Instituto Geográfico Agustín Codazzi.

PARÁGRAFO. Los términos y condiciones de los informes relacionados con reservas de hidrocarburos se sujetarán a lo establecido en el Decreto [727](#) de 2007 modificado por el Decreto [2767](#) de 2008 y desarrollado por el Acuerdo 11 de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, o las normas que los modifiquen o sustituyan.



ARTÍCULO 58. ESTUDIOS DE SIMULACIÓN. El Ministerio de Minas y Energía podrá exigir a los contratistas la realización de estudios de simulación de yacimientos y sus actualizaciones, definiendo los alcances del mismo, cuando lo considere necesario, para cumplir sus funciones de control. Los modelos matemáticos utilizados en dichos estudios deberán corresponder a las características del yacimiento y sus fluidos.



ARTÍCULO 59. CONTENIDO 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 (Software) utilizado, indicando nombre, tipo, versión;
- 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:
 - 1. Presión de Yacimiento vs. Tiempo.
 - 2. Producción de Petróleo, Gas, Agua, Inyección (diaria o acumulada) vs. Tiempo; GOR (Relación Gas/Petróleo).
 - 3. 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;
- i) Persona o entidad responsable del mismo.

CAPITULO II.

INFORMES MENSUALES.



ARTÍCULO 60. INFORME SOBRE ACTIVIDADES DE PRODUCCIÓN. <Artículo modificado por el artículo 9 de la Resolución 40048 de 2015. El nuevo texto es el siguiente:> El contratista responsable de todo campo o pozo activo o inactivo, en explotación comercial, prueba extensa o pruebas iniciales, deberá enviar al Ministerio de Minas y Energía o a quien haga sus veces en materia de fiscalización, los siguientes informes:

a) Informe diario de producción: Diariamente se deberá remitir un Informe Diario de Producción (IDP), con los resultados de las operaciones del día anterior, en los términos y contenidos que el Ministerio de Minas y Energía establecerá e informará.

b) Informes mensuales: Dentro de los primeros siete (7) días de cada mes se debe remitir la información que a continuación se relaciona con respecto a las actividades de producción realizadas en el mes anterior, diligenciando el respectivo formulario y adjuntando los anexos requeridos:

1. Formulario 9 “Informe Mensual de Producción de pozos de petróleo y gas”.
2. Formulario 15 A “Informe mensual de inyección de vapor y producción adicional de petróleo”.
3. Formulario 16 “Informe Mensual sobre Ensayos de Potencial de Pozos de Petróleo”.
4. Formulario 17 “Informe Mensual sobre Producción de Pozos de Gas”.
5. Formulario 20 “Informe Mensual sobre Inyección de Agua y Producción (Recuperación Secundaria)”.
6. Formulario 21 “Informe Mensual sobre Mantenimiento de Presión (Inyección de Gas)”.
7. Formulario 30 “Informe Mensual sobre Producción, Plantas y Consumos de Gas Natural y Procesado”.

Además se tienen que diligenciar los cuadros:

1. Cuadro 1A. “Medición oficial de la producción mensual y gravedad específica ponderada del petróleo”.
2. Cuadro 4. “Resumen Mensual Sobre Producción y Movimiento de Petróleo”.
3. Cuadro 7. “Producción por zonas y estados de los pozos terminados oficialmente”.

PARÁGRAFO. La aprobación de los formularios y cuadros del presente artículo quedará supeditada a la incorporación y validación de la información de producción de hidrocarburos en el Suime, por lo cual deberá ser cargado en dicho Sistema, a la par con la entrega de la información de que trata este precepto.

Notas de Vigencia

- Artículo modificado por el artículo 9 de la Resolución 40048 de 2015, 'por la cual se establecen medidas en materia de exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos convencionales continentales y costa afuera', publicada en el Diario Oficial No. 49.396 de 16 de enero de 2015.

Legislación Anterior

Texto original de la Resolución 181495 de 2009:

ARTÍCULO 60. Dentro de los primeros siete (7) días de cada mes se debe remitir al Ministerio de Minas y Energía la información de que trata el presente artículo, con respecto a las actividades de producción realizadas en el mes anterior, diligenciando el respectivo formulario y adjuntando los anexos requeridos:

1. Formulario 9 “Informe Mensual de Producción de pozos de petróleo y gas”.
2. Formulario 15 A “Informe mensual de inyección de vapor y producción adicional de petróleo”.
3. Formulario 16 “Informe Mensual sobre Ensayos de Potencial de Pozos de Petróleo”.
4. Formulario 17 “Informe Mensual sobre Producción de Pozos de Gas”.
5. Formulario 20 “Informe Mensual sobre Inyección de Agua y Producción (Recuperación Secundaria)”.
6. Formulario 21 “Informe Mensual sobre Mantenimiento de Presión (Inyección de Gas)”.
7. Formulario 30 “Informe Mensual sobre Producción, Plantas y Consumos de Gas Natural y Procesado”.

Además se tienen que diligenciar los cuadros:

1. Cuadro 1A. “Medición oficial de la producción mensual y gravedad específica ponderada del petróleo”.
2. Cuadro 4. “Resumen Mensual Sobre Producción y Movimiento de Petróleo”.
3. Cuadro 7. “Producción por zonas y estados de los pozos terminados oficialmente”.

PARÁGRAFO. La aprobación de los Formularios del presente artículo quedará supeditada a la incorporación y validación de la información de producción de hidrocarburos en el Suime, por lo cual deberá ser cargado en dicho sistema, a la par con la entrega de la información de que trata el presente artículo.



ARTÍCULO 61. CONTENIDO DE LOS FORMULARIOS. El contenido, diligenciamiento, anexos y aprobación de los Formularios, será determinado por el Ministerio de Minas y Energía.

CAPITULO III.

OTROS INFORMES.



ARTÍCULO 62. OTROS INFORMES. Cualquier tipo de estudio o análisis geológico, geofísico o de ingeniería realizado, deberá ser suministrado al Ministerio de Minas y Energía con el objeto de mantener actualizada la información y deberá ser presentado de acuerdo con lo establecido en el artículo [56](#) de la presente resolución.



ARTÍCULO 63. INFORMACIÓN SUMINISTRADA CON ANTERIORIDAD. Si la información solicitada en este título ha sido enviada y no se han producido cambios, es suficiente mencionar tal hecho y la fecha en la cual se presentó, sin perjuicio de que el Ministerio de Minas y Energía pueda solicitar las aclaraciones que considere necesarias.

TITULO IX.

SANCIONES.



ARTÍCULO 64. SANCIONES. La infracción de cualquiera de las disposiciones contenidas en esta resolución será sancionada hasta con cinco mil dólares (5.000US) de multa, en concordancia con el artículo 67 del Código de Petróleos y las normas que lo modifiquen, o sustituyan, salvo que se haya previsto otra sanción y sin perjuicio de las acciones judiciales o administrativas que por tal circunstancia puedan imponerse.

TITULO X.

OTRAS DISPOSICIONES.



ARTÍCULO 65. OBLIGACIÓN DE CONSERVAR LA INFORMACIÓN TÉCNICA ACUMULADA. Durante todo el tiempo que dure el contrato, el contratista debe conservar toda la información técnica y operacional que obtenga en el área y suministrar copia de todo lo que el Ministerio de Minas y Energía solicite a este respecto.



ARTÍCULO 66. CARÁCTER PÚBLICO DE LA INFORMACIÓN. Toda la información que se obtenga en la exploración y explotación de hidrocarburos será pública, salvo las excepciones contempladas en la ley.

El Ministerio de Minas y Energía, guardará la debida reserva sobre la información y datos suministrados por los contratistas 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, en concordancia con lo establecido en los artículos [4o](#) de la Ley 10ª de 1961 y 6o del Decreto 1348 de 1961 y/o las normas que las modifiquen o sustituyan.



ARTÍCULO 67. PRESENTACIÓN DE INFORMES DIGITALES. El Ministerio de Minas y Energía, de conformidad con la Ley [962](#) de 2005, podrá reglamentar la presentación y aprobación en medio digital de toda la información de que trata la presente resolución.



ARTÍCULO 68. CARÁCTER OBLIGATORIO DE LAS MEDIDAS ORDENADAS POR

EL MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Las medidas de conservación de petróleo y gas que ordene el MME deberán ser cumplidas en forma inmediata por los interesados, aun en el caso en que manifiesten su desacuerdo con ellas y soliciten someter la controversia al procedimiento arbitral, en la forma prevista en el artículo 11 del Código de Petróleos.



ARTÍCULO 69. ACTUACIONES ADMINISTRATIVAS. Las actuaciones administrativas contempladas en este decreto se surtirán conforme a los principios rectores y al procedimiento consagrado en el Código Contencioso Administrativo.



ARTÍCULO 70. SOLICITUDES EN TRÁMITE. Todas las solicitudes en trámite a la fecha de expedición de la presente resolución, se deberán sujetar en su cumplimiento a lo dispuesto en el presente acto administrativo.



ARTÍCULO 71. ENTREGA DE INFORMACIÓN. Toda la información técnica relacionada con ingeniería y geología de petróleos de que trata la presente resolución, presentada al Ministerio de Minas y Energía deberá ser firmada por un ingeniero de petróleos o un geólogo, según corresponda, con su respectiva matrícula profesional.

De igual forma, toda información que los contratistas presenten, deberá estar firmada por el representante autorizado del mismo. Se entiende como representante autorizado en Bogotá, el Gerente de la compañía o el apoderado general y el Jefe y/o gerente de ingeniería, de exploración y de producción, según el caso. En campo, el Gerente de campo, el superintendente de campo y/o un delegado de estos debidamente autorizado.



ARTÍCULO 72. VIGENCIA. La presente resolución rige a partir de la fecha de su publicación y deroga las disposiciones que le sean contrarias

Publíquese y cúmplase.

Dado en Bogotá, D. C., a 2 de septiembre de 2009.

El Ministro de Minas y Energía,

HERNÁN MARTÍNEZ TORRES.



Disposiciones analizadas por Avance Jurídico Casa Editorial Ltda.

Normograma del Ministerio de Relaciones Exteriores

ISSN 2256-1633

Última actualización: 31 de marzo de 2018

