

RESOLUCIÓN NÚMERO 4 0048 DE 2015

(enero 16)

por la cual se establecen medidas en materia de exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos convencionales continentales y costa afuera.

El Ministro de Minas y Energía, en ejercicio de sus facultades legales, en especial de las conferidas por el artículo 2° del Decreto 381 del 16 de febrero de 2012 y el artículo 3° del Decreto 1616 del 28 de agosto de 2014, y

CONSIDERANDO:

Que de acuerdo con el numeral 8 del artículo 2° del Decreto 381 del 16 de febrero de 2012, por el cual modifica la estructura del Ministerio de Minas y Energía, es función de esta Entidad: *“Expedir los reglamentos del sector para la exploración, explotación, transporte, refinación, distribución, procesamiento, beneficio, comercialización y exportación de recursos naturales no renovables y biocombustibles”*.

Que de conformidad con el artículo 13 de la Ley 1530 del 17 de mayo de 2012, mediante la cual se regula la organización y el funcionamiento del Sistema General de Regalías, el Gobierno nacional, a través del Decreto 1616 de 2014, estableció los criterios y procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos convencionales continentales y costa afuera.

Que el artículo 3° del citado Decreto 1616 del 28 de agosto de 2014 prevé que: *“Dentro del término de doce (12) meses contados a partir de la fecha de expedición del presente Decreto, el Ministerio de Minas y Energía de acuerdo con sus competencias, revisará, ajustará y/o expedirá las normas técnicas y procedimientos que en materia de exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos convencionales continentales y costa afuera (en aguas someras, profundas y ultraprofundas), deberán observar los operadores de bloques autorizados por la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) y demás contratos vigentes o aquellos que se suscriban, aplicando las mejores prácticas y teniendo en cuenta los aspectos técnicos, operativos, ambientales y administrativos.”*.

Que revisado el contenido de la Resolución 18 1495 del 2 de septiembre de 2009, a través de la cual el Ministerio de Minas y Energía estableció medidas en materia de exploración y explotación de hidrocarburos, se evidenció la necesidad de modificar y ampliar su contenido para dar cumplimiento al mandato del Decreto 1616 del 28 de agosto de 2014.

Que en cumplimiento de lo dispuesto en el numeral 8 del artículo 8° de la Ley 1437 del 18 de enero de 2011, el texto del presente acto administrativo se publicó en la página

web del Ministerio de Minas y Energía del 20 al 31 de octubre de 2014 y los comentarios recibidos fueron debidamente analizados.

Que el Acuerdo sobre Obstáculos Técnicos al Comercio (OTC) de la Organización Mundial del Comercio (OMC) establece que los Miembros de la OMC deberán notificar a los demás Miembros, los proyectos de reglamentos técnicos y procedimientos de evaluación de la conformidad cuando el contenido técnico de estos no esté de acuerdo con las normas internacionales pertinentes y siempre que dichos reglamentos o procedimientos de evaluación de la conformidad puedan tener un efecto significativo en el comercio de otros miembros.

Que mediante Oficio D.R.- 000811 del 10 de diciembre de 2014, radicado en el Ministerio de Minas y Energía el 15 de diciembre de 2014 con el número 2014083824, la Dirección de Regulación del Ministerio de Comercio Industria y Turismo emitió el concepto de que trata el Decreto 1844 del 29 de agosto de 2013, señalando que: *“...este proyecto a la luz del Acuerdo sobre Obstáculos Técnicos al Comercio de la Organización Mundial del Comercio, no es un Reglamento Técnico, por ende no está sujeto a lo señalado en el artículo 2° del Decreto número 1844 del 29 de agosto de 2013. Por lo anterior, dicho proyecto de decreto (sic) no requiere del concepto previo que indica el Decreto 1844 de 2013, ni tampoco requiere de surtir el proceso de notificación ante la OMC, CAN y demás socios comerciales.”*.

Que sometido el proyecto de resolución al concepto de que trata el artículo 7° de la Ley 1340 del 24 de julio de 2009, reglamentado por el Decreto 2897 del 5 de agosto de 2010, mediante Oficio 14-265109- -3-0 del 24 de diciembre de 2014, radicado en el Ministerio de Minas y Energía el 2 de enero de 2015 con el número 2015000144, el Superintendente Delegado para la Protección de la Competencia de la Superintendencia de Industria y Comercio concluyó que: *“...Al respecto de las modificaciones a la Resolución 181495 de 2009, propuestas por Minminas, este Despacho encuentra que las mismas se sustentan en: i) estándares objetivos establecidos por organizaciones de alto reconocimiento internacional como la API; y ii) en normas equivalentes adoptadas por terceros países que son referentes en materia de derecho comparado, como es el caso de la ANP de Brasil. En consecuencia la SIC observa que los cambios que se pretenden incluir en la regulación proyectada propenden por la adopción de estándares de la industria internacionalmente aceptados con el fin de promover alternativas de exploración y explotación de hidrocarburos en operaciones costa afuera...”*.

Que en mérito de lo expuesto,

RESUELVE:

Artículo 1°. Modificar el artículo 6° de la Resolución 18 1495 de 2009, el cual quedará así:

“Artículo 6°. Definiciones y siglas. 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 ($60^{\circ}\text{F}=15^{\circ}\text{C}$ y $14,7\text{ PSI}=1\text{ Atmósfera}$) 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 (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 básicos 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 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 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 (15°) 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 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 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 hidrocarburiífero, 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 taponés 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”.

Artículo 2°. Modificar el artículo 13 de la Resolución 18 1495 de 2009, el cual quedará así:

“Artículo 13. Verificaciones. 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 1°. 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 2°. 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”.

Artículo 3°. Modificar el artículo 26 de la Resolución 18 1495 de 2009, el cual quedará así:

“Artículo 26. Toma de registros eléctricos. 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 1°. 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 2°. 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”.

Artículo 4°. Modificar el artículo 27 de la Resolución 18 1495 de 2009, el cual quedará así:

“Artículo 27. Prueba inicial. 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 1°. 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 2°. 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 3°. 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”.

Artículo 5°. Modificar el artículo 30 de la Resolución 18 1495 de 2009, el cual quedará así:

“Artículo 30. Condiciones para el taponamiento y abandono. 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 1°. 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 2°. 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 3°. 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 4°. 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 tarden las operaciones de construcción de las facilidades necesarias para el manejo de los fluidos que se produzcan”.

Artículo 6°. Modificar el artículo 32 de la Resolución 18 1495 de 2009, el cual quedará así:

“Artículo 32. Suspensión temporal de pozos perforados o terminados. 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”.

Artículo 7°. Modificar el artículo 41 de la Resolución 18 1495 de 2009, el cual quedará así:

“Artículo 41. Requerimientos para la medición. 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.”.

Artículo 8°. Modificar el artículo 43 de la Resolución 18 1495 de 2009, el cual quedará así:

“Artículo 43. Clasificación de los yacimientos y pozos. 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, inyectoras, 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.”.

Artículo 9°. Modificar el artículo 60 de la Resolución 18 1495 de 2009, el cual quedará así:

“Artículo 60. Informes sobre actividades de producción. 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.”.

Artículo 10. La presente resolución rige a partir de la fecha de su publicación en el *Diario Oficial* y modifica los artículos 6°, 13, 26, 27, 30, 32, 41, 43 y 60 de la Resolución 18 1495 de 2009.

Publíquese y cúmplase.

Dada en Bogotá, D. C., a 16 de enero de 2015.

El Ministro de Minas y Energía,

Tomás González Estrada.

(C. F.).

Nota: Este documento fue tomado directamente de la versión PDF del Diario Oficial 49.399 del lunes 19 de enero del 2015 de la Imprenta Nacional (www.imprenta.gov.co)