

RESOLUCIÓN NÚMERO DE

()

Por la cual se establecen los requisitos técnicos para llevar a cabo las operaciones de suspensión temporal, abandono temporal y definitivo de pozos, en desarrollo de actividades de exploración y producción de hidrocarburos y se modifica parcialmente la Resolución 181495 de 2009

LA MINISTRA DE MINAS Y ENERGÍA

En uso de las facultades legales y en especial las conferidas en el numeral 8 del artículo 2 del Decreto 381 de 2012, el artículo 2.2.1.1.1.7 del Decreto 1073 de 2015, el numeral 2 del literal A del artículo 7 de la Ley 2056 de 2020, y

CONSIDERANDO

Que de acuerdo con lo establecido en el numeral 8 del artículo 2 del Decreto 381 de 2012, es función del Ministerio de Minas y Energía *“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 el artículo 2.2.1.1.1.2 del Decreto 1073 de 2015, prevé que el Ministerio de Minas y Energía, de acuerdo con sus competencias, expedirá las normas técnicas y procedimientos en materia de integridad de pozos, estimulación hidráulica, inyección de agua de producción, fluidos de retorno y sobre otras materias técnicas asociadas a la exploración y explotación de yacimientos no convencionales, para adelantar actividades de exploración y explotación de hidrocarburos.

Que, igualmente el artículo 2.2.1.1.1.7 del Decreto ibídem, dispone que el Ministerio de Minas y Energía expedirá las normas técnicas y procedimientos en materia de exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales y convencionales continentales y costa afuera, (en aguas someras, profundas y ultra profundas) deban 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 el Capítulo III del Título III de la Resolución 181495 del 2 de septiembre de 2009, por la cual se establecen medidas en materia de exploración y explotación de hidrocarburos, dispuso regular y controlar las actividades relacionadas con el taponamiento y abandono de pozos.

Que de igual manera el artículo 35, ibídem, establece que *“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 taponos, serán establecidos por el Ministerio de Minas y Energía”*.

Que mediante la Resolución 40048 de 2015 el Ministerio de Minas y Energía modificó parcialmente la Resolución 181495 de 2009 y estableció medidas en materia de exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos convencionales continentales y costa afuera. Que el artículo 7, literal A, numeral 2, de la Ley 2056 de 2020 señala que es función del Ministerio de Minas y Energía establecer los lineamientos para el ejercicio y fiscalización, procurando el aseguramiento y optimización de la extracción de los recursos naturales no renovables, a través de las mejores prácticas de la industria.

Que el artículo 17 de la Ley 2056 de 2020, dispone que la fiscalización *“de la exploración y explotación de recursos naturales no renovables deberá estar orientada al cumplimiento de las normas y de las obligaciones derivadas de los contratos y convenios, títulos mineros y*

Continuación de la Resolución: “Por la cual se establecen los requisitos técnicos para llevar a cabo las operaciones de suspensión temporal, abandono temporal y definitivo de pozos, en desarrollo de actividades de exploración y producción de hidrocarburos y se modifica parcialmente la Resolución 181495 de 2009”

demás figuras que por mandato legal permiten la exploración y explotación de recursos naturales no renovables, incluidas las etapas de desmantelamiento, taponamientos, abandono y en general de cierres de operaciones tanto mineras como de hidrocarburos, según corresponda; igualmente incluye la determinación y verificación efectiva de los volúmenes de producción, la aplicación de buenas prácticas de exploración, explotación y producción, el cumplimiento de las normas de seguridad en labores mineras y de hidrocarburos, la verificación y el recaudo de regalías y compensaciones, como base fundamental para el funcionamiento del Sistema General de Regalías”.

Que mediante la Resolución 40230 del 7 de julio de 2022 el Ministerio de Minas y Energía estableció los requisitos técnicos mínimos para llevar a cabo las operaciones de suspensión temporal, abandono temporal y definitivo de pozos, en desarrollo de actividades de exploración y producción de hidrocarburos y modificó parcialmente la Resolución 181495 de 2009.

Que, de acuerdo con distintas comunicaciones y escenarios de diálogo entre las empresas operadoras, el Ente de Fiscalización y el Ministerio de Minas y Energía, se identificó la necesidad de modificar algunas disposiciones contenidas en la Resolución 40230 de 2022, con el propósito de brindar algunas claridades y precisiones de las reglas allí fijadas para las operaciones relacionadas con los estados de los pozos y las operaciones de suspensión y abandono de estos. Entre los espacios socialización y comunicaciones puestas en conocimiento del Ministerio, resulta importante hacer referencia a los radicados MME 1-2022-026326 de 18 de julio de 2022 y 1-2022-050731 del 20 de diciembre de 2022 (Ecopetrol S.A.), 1-2022-030759 de 17 de agosto de 2023 (Canacol Energy), 1-2022-043267 del 1 de noviembre de 2022 (Agencia Nacional de Hidrocarburos), todos descritos en el documento de memoria justificativa del presente acto administrativo.

Que, de conformidad con lo anteriormente señalado, este Ministerio procedió a estructurar un proyecto de resolución por medio de la cual se modificarían parcialmente las resoluciones 40230 de 2022 y 181495 de 2009, el cual fue publicado para comentarios de la ciudadanía del 23 de mayo hasta el 7 de junio de 2023, en el portal web del Ministerio de Minas y Energía, sección de Atención al Ciudadano/Foros en Consulta Ciudadana, recibiendo un total de 124 comentarios.

Que, a partir de los comentarios presentados por la Asociación Colombiana del Petróleo, empresas operadoras y el Ente de Fiscalización en relación con dicho proyecto normativo, se evidenció la necesidad de proceder a realizar una modificación total a la Resolución 40230 de 2022, de manera que atendiera integralmente las observaciones presentadas por tales actores, con especial atención en la separación y diferenciación de los tiempos, requisitos y condiciones en los escenarios tanto continental como costa afuera, sobre los estados y operaciones de inactividad, suspensión temporal, abandono temporal y abandono definitivo de pozos, entre otros aspectos, lo que hace necesario publicar esta nueva versión a comentarios por un término menor.

Que, mediante memorando X-2023-XXXX del XX de julio de 2023, la Dirección de Hidrocarburos, puso en conocimiento de la Oficina Asesora Jurídica la necesidad de expedir una nueva norma en lugar de la modificación parcial, en aras de establecer reglas claras y de cumplimiento en torno a las actividades relacionadas con la suspensión y el abandono de pozos en costa afuera y continental.

Que, teniendo en cuenta que la presente resolución no establece requisitos técnicos específicos sobre los equipos requeridos para las operaciones de suspensión temporal, abandono temporal o definitivo de pozos, es decir, no versa sobre productos, sino por el contrario, tiene por finalidad determinar los requisitos y condiciones técnicas para las operaciones anteriormente señaladas, se concluye que no estamos ante la presencia de un reglamento técnico de aquellos que son objeto del Acuerdo de Obstáculos Técnicos al Comercio de la Organización Mundial del Comercio y, en tal sentido no se requiere de la solicitud de concepto previo del que trata el artículo 2.2.1.7.5.6. del Decreto 1074 de 2015.

Que, en cumplimiento a lo dispuesto en el numeral 8 del artículo 8 de la Ley 1437 de 2011, en concordancia con lo establecido en las resoluciones 40310 y 41304 de 2017, el presente acto administrativo se publicó en la página web del Ministerio de Minas y Energía, durante

Continuación de la Resolución: “Por la cual se establecen los requisitos técnicos para llevar a cabo las operaciones de suspensión temporal, abandono temporal y definitivo de pozos, en desarrollo de actividades de exploración y producción de hidrocarburos y se modifica parcialmente la Resolución 181495 de 2009”

los días 23 de mayo al 7 de junio y del XX al xx de julio de 2023 y los comentarios recibidos fueron analizados y resueltos en la matriz establecida para el efecto.

Que con el objeto de dar cumplimiento al artículo 7 de la Ley 1340 de 2009, modificado por el artículo 146 de la Ley 1955 de 2019, la Dirección de Hidrocarburos resolvió el cuestionario elaborado por la Superintendencia de Industria y Comercio de que trata el artículo 2.2.2.30.6 del Decreto 1074 de 2015, concluyendo que el presente acto administrativo no tiene incidencia sobre la libre competencia, por lo que no requiere del concepto a que hacen referencia las mencionadas normas.

Que, en mérito de lo expuesto,

RESUELVE:

TÍTULO I Disposiciones Generales

Artículo 1. Objeto. La presente resolución tiene por objeto establecer los requisitos técnicos mínimos para llevar a cabo las operaciones de suspensión temporal, abandono temporal y definitivo de pozos, en desarrollo de las actividades de exploración y producción de hidrocarburos.

Artículo 2. Ámbito de aplicación. Las disposiciones contenidas en la presente resolución aplican a todas aquellas operaciones de suspensión temporal, abandono temporal y definitivo de pozos estratigráficos, exploratorios, de desarrollo, de inyección, de disposición, de monitoreo y productores de agua de formaciones hidrocarburíferas con alta saturación de agua, que se hayan perforado o terminado oficialmente, en el marco de contratos o convenios suscritos con la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) o quien haga sus veces, o contratos de asociación, de producción incremental o de cualquier otra naturaleza suscritos con Ecopetrol S.A., para la exploración y producción de hidrocarburos dentro del territorio nacional continental o costa afuera. Igualmente aplican a todas las personas y entidades que tengan interés en el tema que se regula.

Artículo 3. Definiciones y siglas. Además de las definiciones señaladas en el artículo 6 de la Resolución 18 1495 de 2009 modificado por el artículo 1 de la Resolución 4 0048 de 2015 o aquellas que la modifiquen o sustituyan, para efectos de la presente resolución se tendrán en cuenta las siguientes definiciones:

Aditivos de cemento. Químicos y materiales agregados a la lechada del cemento que modifican sus características y su fraguado. Los aditivos de cementación pueden clasificarse en líneas generales como aceleradores, retardantes, de control de pérdida de fluido, dispersantes, extensores, densificantes, de control de pérdida de circulación y especiales diseñados para condiciones de operaciones específicas.

Acuífero. Formaciones geológicas porosas y permeables que tienen la capacidad tanto de transmitir (dejar pasar continuamente), como de almacenar aguas subterráneas; esto último favorece su aprovechamiento a través de diferentes tipos de captaciones (aljibes, pozos profundos, adecuación de manantiales, entre otros).

Anular. Espacio existente entre la pared del pozo y una tubería de revestimiento o entre dos objetos concéntricos o no concéntricos como dos sartas de tuberías de revestimiento o entre la tubería de producción y la tubería de revestimiento de un pozo.

Barrera de pozo. Conjunto de elementos de barrera que conforman una envolvente en el pozo, capaz de prevenir el flujo no intencional de fluidos desde la formación hacia el pozo o hacia otras formaciones o la superficie, incluyendo los acuíferos que haya atravesado el pozo.

Barrera de pozo primaria. Barrera de pozo que se encuentra expuesta al fluido de formación y por lo tanto la que primero contiene el movimiento no controlado de este hacia la superficie o hacia otra formación dentro del pozo.

Continuación de la Resolución: “Por la cual se establecen los requisitos técnicos para llevar a cabo las operaciones de suspensión temporal, abandono temporal y definitivo de pozos, en desarrollo de actividades de exploración y producción de hidrocarburos y se modifica parcialmente la Resolución 181495 de 2009”

Barrera de pozo secundaria. Barrera de pozo que no se encuentra expuesta al fluido de formación y que provee redundancia en caso de falla o ruptura en la barrera primaria.

Barrera mecánica. Empaques, tapones mecánicos, cabezales, válvulas y revestimiento, este último, se considera barrera mecánica siempre y cuando garantice integridad y se corrobore que hay cemento de buena calidad detrás del revestimiento.

Coiled tubing (Tubería flexible). Sección larga y continua de tubería flexible que se enrolla en un tambor, que conecta una serie de equipos en superficie con el fondo del pozo para trabajos de perforación, reparación, completamiento, reacondicionamiento o abandono de pozos.

Elemento de barrera de pozo. Elemento físico que por sí solo no previene el flujo, pero combinado con otros elementos de barrera forman una barrera de pozo. El elemento de barrera debe ser diseñado para soportar las condiciones de diseño del pozo tales como tipo de fluido, presión de yacimiento, temperatura y demás consideraciones.

Ente de Fiscalización. Entidad competente para fiscalizar las actividades de exploración y producción de hidrocarburos en Colombia, en los términos de la Ley 2056 de 2020 o de aquella que la modifique o sustituya.

Fluido espaciador. Cualquier fluido para separar físicamente dos fluidos diferentes.

Integridad del pozo. Aplicación de soluciones técnicas, operativas y organizacionales para reducir el riesgo de liberación incontrolada de fluidos de formación y fluidos de pozo a lo largo del ciclo de vida de un pozo.

KOP (Kickoff Point). Profundidad en el pozo, en la sección vertical, a partir de la cual es intencionalmente desviado.

Lecho marino. Relieve oceánico que se encuentra en el fondo de los océanos. También puede ser llamado relieve del mar, relieve submarino o lecho oceánico.

Límites operativos. Rangos específicos dentro de los cuales se puede operar un pozo de manera segura y eficiente.

Liner. Tubería de revestimiento que no se extiende hasta el cabezal del pozo, sino que se cuelga de la parte interna de un revestimiento anterior.

Longitud efectiva del tapón de cemento. Longitud restante del tapón de material cementante que brinda un completo aislamiento a lo largo de su longitud en el hueco abierto o revestido, según la condición del pozo, es decir, la longitud del tapón después de descontar las fracciones del mismo que están contaminadas por el contacto con otros fluidos o en aquellos casos en que se efectuó una molienda del tapón de cemento la resultante de este.

Longitud efectiva de cemento como barrera anular. Longitud restante de material cementante sobre el tope de la formación permeable con potencial de flujo, que brinde un completo aislamiento anular frente a una formación sello.

Operación intermitente. Periodo en el cual un pozo desarrolla cualquier tipo de actividad, bien sea de producción, inyección, disposición o monitoreo de manera periódica o cíclica varias veces durante su vida útil, por criterios operacionales o de gerenciamiento de yacimientos.

Operador. Persona jurídica Individual o aquella responsable de dirigir y conducir las operaciones de Exploración y Evaluación, en cumplimiento de Contrato de Evaluación Técnica -TEA-; de Exploración, Evaluación, Desarrollo y Producción de Hidrocarburos, en ejecución de Contrato de Exploración y Producción -E&P-, o Especial; la conducción de la ejecución contractual y de las relaciones con el Ente de Fiscalización, así como de asumir el liderazgo y la representación del Consorcio o, Unión Temporal o sociedad constituida con motivo de la adjudicación o asignación, tratándose de Contratistas Plurales. Igualmente, se entenderá por Operador el responsable que, en el marco de un contrato de asociación o de

Continuación de la Resolución: “Por la cual se establecen los requisitos técnicos para llevar a cabo las operaciones de suspensión temporal, abandono temporal y definitivo de pozos, en desarrollo de actividades de exploración y producción de hidrocarburos y se modifica parcialmente la Resolución 181495 de 2009”

cualquier otro esquema asociativo, le corresponda conducir las actividades de exploración, evaluación, desarrollo y producción de hidrocarburos y de asumir la representación ante el Ente de Fiscalización.

Pescado. Herramienta, equipo, accesorios, sección de tubería u otros, que se queda en el fondo del pozo o en una sección del pozo y no es posible recuperarla después de operaciones técnicas.

Píldora reactiva. Cualquier fluido con propiedades reactivas al contacto con el cemento, que puede ser utilizado en operaciones de taponamiento y abandono de pozos, con el fin evitar el deslizamiento y/o escurrimiento del tapón de cemento.

Píldora viscosa y/o pesada. Cualquier fluido con jerarquía en propiedades reológicas y de densidad superiores a las del fluido que contiene el pozo, que puede ser utilizado en operaciones de taponamiento y abandono de pozos, con el fin evitar el deslizamiento del tapón de cemento.

Pozo activo. Pozo que se encuentra en operación, sea produciendo, inyectando, monitoreando o como pozo de disposición, o cumpliendo algún servicio operativo.

Pozo de disposición. Pozo que se perfora o habilita con la finalidad de disponer agua asociada a la producción o cortes de producción, en formaciones diferentes a las productoras o dentro de la misma, siempre y cuando se demuestre que esté aislada geológicamente de la zona productora. A estos pozos se acude cuando no hay forma o está restringido el manejo del agua de producción en superficie, cumpliendo con los requerimientos técnicos exigidos por el Ente de Fiscalización.

Pozo de monitoreo. Pozo nuevo o pozo que después de cumplir la función de productor o inyector al final de su vida útil, es aprobado para el estudio del comportamiento del yacimiento.

Pozo perforado. Pozo que ha alcanzado la profundidad objetivo, de acuerdo con lo aprobado en el Formulario 4 “Permiso para perforar”.

Pozo suspendido temporalmente. Pozo que estuvo inactivo durante un periodo continuo máximo de 6 meses y ha sido autorizado por el Ente de Fiscalización para permanecer por un determinado tiempo sin realizar ninguna actividad, bien sea producción, inyección, disposición o monitoreo, o perforación, este último cuando aplique, garantizando durante este tiempo la integridad del pozo.

Pruebas límites de formación (Leak off test - LOT). Procedimiento que se realiza para establecer la presión de inyección a la cual la formación empieza a tomar fluido.

Reingreso (Re-entry). Operación que implica volver a acceder a un pozo que se encuentra en abandono temporal o abandono definitivo.

Revestimiento. Tubería de acero que se baja dentro de un pozo perforado y que por lo general es cementado, para estabilizar el pozo, aislar las diferentes formaciones para prevenir el flujo o el flujo cruzado de fluidos de formación y proporcionar un medio seguro de control de los fluidos de formación y la presión a medida que se perfora el pozo.

Pruebas de integridad. Evaluación de la cementación, tuberías de revestimiento, tuberías de inyección, equipos de control del 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 o el espacio anular entre el hueco y los revestimientos.

Rigless. Operación que no requiere la utilización de equipo convencional de perforación, mantenimiento o completamiento de pozos.

Sidetrack. Perforación de un nuevo pozo a través de la operación de desviación de la trayectoria inicialmente planeada para un pozo. Este procedimiento incluye abandonar una

Continuación de la Resolución: “Por la cual se establecen los requisitos técnicos para llevar a cabo las operaciones de suspensión temporal, abandono temporal y definitivo de pozos, en desarrollo de actividades de exploración y producción de hidrocarburos y se modifica parcialmente la Resolución 181495 de 2009”

sección del hueco original y perforar un agujero adicional desde el pozo original a través de una ventana en el revestimiento o en el hueco abierto.

Tapón balanceado. Tapón de cemento o de material similar ubicado como una lechada en un lugar específico del pozo para proporcionar un medio de aislamiento, a través del balance hidrostático de la columna de fluido en el anular y tubería de trabajo.

Tapón mecánico. Herramienta de fondo de pozo que se ubica y configura para aislar la parte inferior de este. Los tapones mecánicos pueden ser permanentes, perforables o recuperables y permiten que la sección por debajo de ellos se mantenga permanentemente sellada a la producción o inyección de fluidos, o sea aislada temporalmente de un tratamiento efectuado en la parte superior.

Tapón consecutivo. Tapón cuya base superior se encuentra inmediatamente sobre el tope del tapón anterior, sin que exista espacio alguno entre estos.

Artículo 4. Modificación de definiciones. Modificar las definiciones de “abandono definitivo”, “abandono temporal”, “pozo inactivo” y “terminación”, contenidas en el artículo 6 de la Resolución 181495 del 2 de septiembre de 2009 modificado por el artículo 1 de la Resolución 40048 del 16 de enero de 2015, las cuales quedarán de la siguiente manera:

Abandono definitivo. Operación de abandono ejecutada cuando no hay interés de retornar al pozo por parte del Operador, que incluye la ubicación de tapones de cemento y/o mecánicos y/o materiales alternativos como cerámicos, resinas, polímeros, entre otros, como barrera primaria y secundaria para aislar formaciones productoras de agua, gas o petróleo, garantizando un sello transversal (revestimiento – cemento – formación – sello litológico).

Abandono temporal. Operación de abandono que se implementa considerando que, por diferentes razones, el Operador puede tener interés en reingresar al pozo. El cierre técnico del pozo exige la instalación de tapones de cemento y/o mecánicos y/o materiales alternativos como cerámicos, resinas, polímeros, entre otros, como barrera primaria y secundaria para aislar formaciones productoras de agua, gas o petróleo, garantizando un sello transversal (revestimiento – cemento – formación – sello litológico), permitiendo la permanencia del cabezal de pozo para facilitar futuras intervenciones a consideración del Operador, previa autorización del Ente de Fiscalización de las actividades de exploración y producción de hidrocarburos.

Pozo inactivo. Pozo que no se encuentra desarrollando alguna actividad, ya sea de producción, inyección, monitoreo, disposición o perforación, esta última cuando aplique, durante un período de máximo 6 meses continuos.

Pozo terminado. Pozo en el que se ha desarrollado el conjunto de operaciones y trabajos en el subsuelo (perforación y completamiento) que tienen por objeto comunicar el pozo con la formación, y dotarlo de todo lo requerido para producir bien sea hidrocarburos o agua de formaciones hidrocarburíferas con alta saturación de agua, o para inyectar fluidos en la formación.

Artículo 5. Disposiciones y estándares técnicos. Los interesados en llevar a cabo operaciones de suspensión temporal, abandono temporal y definitivo de pozos, deberán dar cumplimiento a las disposiciones señaladas en la presente resolución y a las buenas prácticas de la industria petrolera.

Parágrafo 1. En el evento en que para actividades de abandono se decida aplicar estándares o prácticas reconocidas internacionalmente, distintas a las señaladas en la presente resolución, se deberá presentar justificación al Ente de Fiscalización para su implementación junto con el programa de abandono para pozos sin terminar o el permiso para trabajos posteriores a la terminación oficial si se trata de pozos terminados.

Parágrafo 2. El Ente de Fiscalización evaluará la solicitud de aplicación de nuevos estándares y se pronunciará de forma simultánea con la aprobación o negación del programa de abandono o el permiso para trabajos posteriores a la terminación oficial, según sea el caso.

Continuación de la Resolución: “Por la cual se establecen los requisitos técnicos para llevar a cabo las operaciones de suspensión temporal, abandono temporal y definitivo de pozos, en desarrollo de actividades de exploración y producción de hidrocarburos y se modifica parcialmente la Resolución 181495 de 2009”

Parágrafo 3. Sin perjuicio de lo anterior, el interesado estará sujeto a las disposiciones ambientales, laborales, de seguridad y protección social, marítimas y demás leyes y reglamentaciones colombianas aplicables.

TÍTULO II Estado de inactividad

Artículo 6. Pozo inactivo. Todo pozo en perforación, pozo perforado, pozo terminado que no ha prestado ningún servicio y todo pozo terminado que ha prestado algún servicio (producción, inyección, monitoreo, disposición) puede permanecer en estado de inactividad durante un periodo de máximo seis (6) meses continuos. Un pozo inactivo deberá estar debidamente asegurado operacionalmente con válvulas en superficie y/o subsuelo. El Operador deberá garantizar su integridad y asegurar un monitoreo frecuente del pozo durante el tiempo que permanezca inactivo. Este pozo podrá ser reutilizado posteriormente con algún fin o abandonado temporal o definitivamente.

Artículo 7. Reinicio del período de inactividad. El periodo de inactividad podrá reiniciarse en los casos en que el Operador realice una intervención en el pozo, con el objetivo de ponerlo en operación (producción, inyección, monitoreo o de disposición). El Ente de Fiscalización decidirá la procedencia o no de reiniciar el periodo de inactividad conforme con la información aportada por el Operador.

Parágrafo. Cuando el Ente de Fiscalización evidencie que en el lapso de seis (6) meses de inactividad, el Operador ha operado de manera intermitente el pozo, requerirá al Operador para que presente la justificación técnica que da lugar a dicha situación. De no encontrarse procedente tal justificación técnica, el Operador deberá solicitar autorización para que el pozo quede en estado de suspensión temporal, intervenga el pozo o proceda al abandono.

TÍTULO III Suspensión temporal de pozos

Capítulo 1 Condiciones generales para la suspensión temporal

Artículo 8. Condiciones generales para suspensión temporal de pozos. El Ente de Fiscalización podrá autorizar la suspensión temporal o cualquiera de sus prórrogas, para pozos en perforación, pozos perforados, pozos terminados que no han prestado ningún servicio y pozos terminados que han prestado algún servicio (producción, inyección, monitoreo o disposición), previo cumplimiento de las siguientes condiciones y requerimientos:

1. Justificación de la necesidad de la suspensión.
2. Análisis de la integridad del pozo y del yacimiento.
3. Plan de aseguramiento de la integridad del pozo durante la suspensión temporal.
4. Plan de inspección y seguimiento.

Los pozos suspendidos temporalmente deberán estar debidamente asegurados con válvulas en superficie y a través de la colocación, bien sea de un tapón de cemento y/o mecánico y/u otros elementos de barrera. En los casos en los que se evidencien condiciones particulares o especiales que impliquen un riesgo alto para la integridad del pozo, el Ente de Fiscalización y el Operador podrán acordar medidas adicionales para mitigar dicho riesgo.

Parágrafo 1. Cuando la justificación de la suspensión temporal de un pozo corresponda a posibles usos de aprovechamiento de un recurso geotérmico u otros recursos que se encuentren en el subsuelo, se deberá adjuntar a la solicitud de suspensión del pozo las consideraciones técnicas del posible aprovechamiento de dicho recurso incluyendo los documentos que soporten el potencial geotérmico del pozo u otros recursos que se encuentren en el subsuelo y/o aquellos dispuestos por el administrador de dichos recursos y/o los requeridos en las normas que regulen dichas operaciones.

Continuación de la Resolución: *“Por la cual se establecen los requisitos técnicos para llevar a cabo las operaciones de suspensión temporal, abandono temporal y definitivo de pozos, en desarrollo de actividades de exploración y producción de hidrocarburos y se modifica parcialmente la Resolución 181495 de 2009”*

Parágrafo 2. El Ente de Fiscalización podrá, en cualquier momento, ordenar la intervención de un pozo suspendido temporalmente cuando existan razones estrictamente técnicas que evidencien la posible afectación de la integridad de este.

Artículo 9. Plazos en relación con la solicitud de suspensión temporal. Para el caso de la primera solicitud de suspensión temporal, el Operador deberá allegar la solicitud al Ente de Fiscalización por lo menos treinta (30) días calendario previos a la terminación del periodo de inactividad.

El Ente de Fiscalización tendrá un plazo de quince (15) días para dar respuesta a la solicitud de suspensión temporal o prórroga de esta. En caso de que el Operador no reciba respuesta, se entenderá que el pozo mantiene el estado en el que se ha venido reportando hasta obtener la respuesta.

Por lo menos treinta (30) días calendario previos a la terminación del permiso de suspensión temporal, y en caso de no existir interés en mantener este estado o de haber cumplido el término autorizado por el Ente de Fiscalización, el Operador deberá comunicar a dicho Ente la decisión de reactivar o abandonar el pozo, adjuntando un informe que incluya el cronograma de actividades a desarrollar. Dicho cronograma deberá ejecutarse como máximo en los tres (3) meses siguientes a la terminación del permiso de suspensión temporal, garantizando todo el tiempo la integridad del pozo.

Capítulo 2

Períodos de suspensión temporal de pozos

Artículo 10. Pozos en perforación. La suspensión temporal de los pozos en perforación podrá autorizarse por un periodo de hasta tres (3) meses prorrogables hasta por dos (2) periodos iguales.

Artículo 11. Pozos perforados y pozos terminados que no han prestado ningún servicio La suspensión temporal de los pozos perforados o pozos terminados que no han prestado ningún servicio, podrá autorizarse por un periodo de hasta seis (6) meses prorrogables hasta por un (1) periodo igual.

Artículo 12. Pozos terminados que han prestado algún servicio. La suspensión temporal de los pozos terminados que han prestado algún servicio (producción, inyección, monitoreo o disposición), podrá autorizarse por un periodo de hasta doce (12) meses prorrogables hasta por dos (2) periodos iguales.

Artículo 13. Pozos para posible aprovechamiento de recursos del subsuelo. Cuando se trate de suspensión temporal de pozos terminados que han prestado algún servicio (producción, inyección, monitoreo o disposición) justificada con el desarrollo de posibles proyectos de aprovechamiento de un recurso geotérmico u otros recursos que se encuentren en el subsuelo, podrán suspenderse por un periodo de hasta doce (12) meses prorrogables hasta por tres (3) periodos iguales.

Artículo 14. Prórroga. Para acceder a cualquiera de las prórrogas de continuidad en el estado de suspensión temporal, el Operador deberá presentar al Ente de Fiscalización la actualización del análisis de integridad del pozo, la actualización del plan de aseguramiento de la integridad del pozo durante la suspensión, la actualización del plan de inspección y seguimiento y los demás documentos y requisitos señalados en el artículo 8 de la presente resolución.

Por lo menos treinta (30) días calendario previos al vencimiento del periodo de suspensión temporal vigente, el Operador deberá remitir la solicitud de prórroga sustentada con los soportes que demuestran la condición óptima del pozo. En caso de que el Ente de Fiscalización no se pronuncie dentro del tiempo previo a la finalización de la suspensión temporal, el pozo continuará en estado de suspendido hasta el pronunciamiento efectivo y definitivo de dicho Ente. En tal caso, si el Ente de Fiscalización autoriza la prórroga de la suspensión temporal, el tiempo transcurrido desde la finalización de la suspensión hasta el

Continuación de la Resolución: “Por la cual se establecen los requisitos técnicos para llevar a cabo las operaciones de suspensión temporal, abandono temporal y definitivo de pozos, en desarrollo de actividades de exploración y producción de hidrocarburos y se modifica parcialmente la Resolución 181495 de 2009”

pronunciamiento efectivo y definitivo se contabilizará dentro del plazo de la prórroga de la suspensión autorizada.

Capítulo 3 Seguimiento de pozos suspendidos temporalmente

Artículo 15. Seguimiento de pozos continentales suspendidos temporalmente. El Operador deberá allegar al Ente de Fiscalización un informe semestral de seguimiento, donde reporte los resultados de la inspección realizada al pozo. Además, el pozo deberá tener monitoreo periódico que considerará las presiones anulares e inspección de cabezales. Esta periodicidad estará asociada a la caracterización del riesgo del pozo y las condiciones de accesibilidad, y será planteada por parte del Operador en la solicitud de suspensión y de prórrogas que éste presente.

Parágrafo 1. Si durante las actividades de monitoreo e inspección se evidencian condiciones de presión anular por encima de los límites operativos, bien sea en la tubería de producción o en los anulares, el operador deberá realizar, a la mayor brevedad, las acciones necesarias para evitar posibles afectaciones de cualquier tipo. Igual procedimiento se deberá realizar para cualquier otro tipo de condición anormal detectada en el pozo. Las acciones realizadas por el Operador deberán ser descritas en el informe de seguimiento a que hace referencia el presente artículo.

Parágrafo 2. Para los casos en que durante las actividades de monitoreo e inspección se evidencien situaciones que conlleven a que la evaluación del riesgo sea moderado o bajo, el Operador deberá presentar, a la mayor brevedad al Ente de Fiscalización, un plan de corrección detallando las acciones necesarias para evitar posibles afectaciones de cualquier tipo.

Artículo 16. Seguimiento de pozos costa afuera suspendidos temporalmente. Para pozos costa afuera, el Operador deberá allegar al Ente de Fiscalización junto con la solicitud de suspensión temporal o de prórrogas, una propuesta de los términos y periodicidad del informe de seguimiento de inspección, tipos de aseguramiento y/o monitoreo del pozo mientras permanezca en estado de suspensión temporal. El Ente de Fiscalización otorgará respuesta en un término de máximo quince (15) días contados a partir del recibo de la propuesta, conforme las consideraciones técnicas, análisis de riesgo del pozo y considerando las buenas prácticas de la industria del petróleo aplicables.

En todo caso, cuando el Operador por razones técnicas, financieras o de otra índole, encuentre inviable y/o inconveniente realizar la inspección y monitoreo de pozos costa afuera, deberá presentar la correspondiente justificación al Ente de Fiscalización quien determinará la procedencia o no de la justificación presentada; esto sin perjuicio de que el Operador sea responsable ante las autoridades ambientales correspondientes, con ocasión a posibles pérdidas de integridad del pozo que generen un riesgo en el medio ambiente.

Parágrafo 1. Si durante la permanencia del pozo en estado de suspensión temporal se evidencian condiciones que, según el análisis de riesgo del pozo, representen un riesgo alto para la integridad de este y/o para la operación, el operador deberá realizar, a la mayor brevedad, las acciones necesarias para evitar posibles afectaciones de cualquier tipo. Igual procedimiento se deberá realizar para cualquier otro tipo de condición anormal detectada en el pozo. Las acciones realizadas por el Operador deberán ser descritas en el informe de seguimiento a que hace referencia el presente artículo.

Parágrafo 2. Para los casos en que durante la permanencia del pozo en estado de suspensión temporal se evidencien situaciones que conlleven a que la evaluación del riesgo sea moderado o bajo, el Operador deberá presentar, a la mayor brevedad al Ente de Fiscalización, un plan de corrección detallando las acciones necesarias para evitar posibles afectaciones de cualquier tipo.

TITULO IV Operaciones de abandono de pozos

Continuación de la Resolución: "Por la cual se establecen los requisitos técnicos para llevar a cabo las operaciones de suspensión temporal, abandono temporal y definitivo de pozos, en desarrollo de actividades de exploración y producción de hidrocarburos y se modifica parcialmente la Resolución 181495 de 2009"

Capítulo 1 Consideraciones generales

Artículo 17. Condiciones generales para abandono temporal y definitivo de pozos.

Todo programa de abandono temporal o definitivo de pozos deberá tener en cuenta las características geológicas del área, la presión del yacimiento y las condiciones mecánicas del pozo. Sin perjuicio de lo anterior y de las condiciones específicas adicionales estipuladas en los capítulos subsiguientes, el interesado en adelantar este tipo de operaciones deberá cumplir con las siguientes actividades:

1. Durante las actividades de abandono de pozos debe evitarse contaminar el área circundante y los cuerpos de aguas superficiales y subterráneas. En caso de alguna afectación, contaminación ambiental o daños a terceros a causa del desarrollo de este tipo de actividades, el Operador deberá restaurar el área y reparar todos los daños conforme lo establezca la autoridad ambiental competente.
2. Podrán utilizarse equipos de perforación, equipos de *workover* o desarrollarse mediante operaciones *rigless*, siempre y cuando se garantice la seguridad y confiabilidad en las condiciones de presión, temperatura y profundidad y las características geológicas del pozo. En cualquier caso, deberán utilizarse fluidos espaciadores, píldoras viscosas y/o pesadas y/o reactivas, tapones mecánicos y/o los recursos técnicos que se requieran, con el fin de evitar la contaminación de la lechada de cemento y/o deslizamiento del tapón del lugar a ser sentado.
3. Los cementos que se utilicen para operaciones de abandono de pozos deberán cumplir con las especificaciones de la versión vigente del API *Specification 10A (Specification for Cements and Materials for Well Cementing)* o el estándar que le modifique o sustituya.

Cuando las condiciones o limitaciones operacionales indiquen que el cemento no es el material más apropiado o que pueden obtenerse iguales o mejores resultados con otros materiales, podrán emplearse, previa autorización del Ente de Fiscalización, materiales alternativos como cerámicos, resinas, polímeros, entre otros, siempre y cuando se demuestre que estos cumplen con los requerimientos establecidos en la versión vigente de la guía sobre calificación de materiales para la suspensión y abandono de pozos (*Guidelines on qualification of materials for the suspension and abandonment of wells*) establecida por la Asociación Comercial de la Industria del Petróleo y Gas en el Reino Unido (Oil & Gas UK), o el estándar que le aplique.

4. Toda formación permeable y con potencial de flujo perforada desde superficie o desde el lecho marino requiere como mínimo de una barrera primaria. Esta barrera debe estar complementada con una barrera secundaria para los casos en los que se tengan formaciones productoras de hidrocarburos, acuíferos y/o formaciones sobrepresurizadas.
5. Estas barreras de pozo deben permitir un sello transversal, es decir, las barreras deben proveer sello de forma horizontal y vertical en el punto de evaluación. En caso de que no se pueda proveer un sello transversal por condiciones específicas del pozo, se deberá asegurar un sello por encima de la zona de potencial de influjo más somero. La segunda barrera puede ser la primera barrera para zonas potenciales de influjo más someras.
6. El Operador deberá presentar registros de evaluación de cemento que permitan obtener evidencias de la longitud efectiva del cemento en el espacio anular. Las herramientas de registros (eléctricos, de imágenes, etc.) y el método de evaluación se seleccionarán de acuerdo con los requerimientos particulares para evaluar la adherencia del cemento a la tubería y a la formación. Las secciones del pozo que deben ser registradas para evaluación del cemento son:
 - 6.1. Cuando el Liner/revestimiento cubre una zona con potencial de producción de hidrocarburos, agua, CO₂ u otros.
 - 6.2. Cuando el Liner/revestimiento es parte de la barrera primaria y/o secundaria del pozo.

Continuación de la Resolución: “Por la cual se establecen los requisitos técnicos para llevar a cabo las operaciones de suspensión temporal, abandono temporal y definitivo de pozos, en desarrollo de actividades de exploración y producción de hidrocarburos y se modifica parcialmente la Resolución 181495 de 2009”

- 6.3. En pozos en los cuales la presión de inyección supere la integridad de la roca sello.
7. La longitud efectiva de cemento para que una barrera anular sea calificada como aceptable debe cumplir con los siguientes requerimientos:
 - 7.1. Estar localizada por encima del tope de la formación con potencial hidrocarburífero o con potencial de flujo y que se encuentre ubicada frente a una formación sello litológico.
 - 7.2. Tener una longitud mínima sobre el tope de la formación con potencial hidrocarburífero de 100 pies (30,48 metros) a profundidad, medida verificada por registros de evaluación de cemento.
 - 7.3. En el caso que el cemento y revestimiento sean parte de la barrera primaria y/o secundaria del pozo, la longitud de cemento debe ser como mínimo 100 pies (30,48 metros) a profundidad, medida verificada por registros eléctricos de evaluación de cemento.
 - 7.4. En el caso de pozos inyectores, la columna de cemento se debe extender desde el tope de la formación inyectora, hasta mínimo 100 pies (30,48 metros) a profundidad medida por encima y que se encuentre ubicada frente a una formación sello.
8. Si por razones estrictamente técnicas el Operador no puede obtener alguna de las evidencias señaladas en los numerales 6 y 7 del presente artículo, deberá justificarlo técnicamente ante el Ente de Fiscalización previamente a la intervención, debiendo presentar en dicha justificación las alternativas técnicas a realizar para dar cumplimiento a las disposiciones generales para abandono temporal o definitivo de pozos establecidas en el presente artículo. En caso de aceptarse dicha justificación, deberá incluirse en el Formulario 10A “Informe de taponamiento y abandono”.
9. El Ente de Fiscalización podrá, por razones estrictamente técnicas, solicitar la presentación de registros de integridad del revestimiento para las operaciones de abandono.
10. La densidad del lodo o fluido a usarse durante el abandono deberá ser la adecuada para prevenir aportes y/o pérdidas indeseadas de fluido, teniendo en cuenta las condiciones de las secciones perforadas. El lodo o fluido usado deberá ser seleccionado de acuerdo con las condiciones y estado mecánico del pozo, con el fin de garantizar su integridad. Antes de realizar el bombeo de un tapón balanceado, debe asegurarse que el pozo esté en condiciones estables, es decir, que no haya influjo o pérdidas de circulación. En el evento en que no se logre remediar la pérdida de circulación se deberá evaluar la viabilidad de sentar un tapón mecánico en el revestimiento para aislar la zona de pérdida, complementado con un tapón de cemento.
11. Entre taponos debe dejarse un fluido con una presión equivalente al diez (10%) adicional de la presión subyacente y aditivos que preserven la integridad mecánica del revestimiento.
12. Para la ejecución de trabajos de recuperación del revestimiento de los pozos se deberá solicitar permiso al Ente de Fiscalización, previo a la intervención. En los eventos en los que la integridad del pozo esté en riesgo, el Operador podrá actuar sin autorización del Ente de Fiscalización, debiendo incluir en el Formulario 10A “Informe de Taponamiento y Abandono” o en el informe final de trabajos realizados según corresponda, la información de los trabajos desarrollados.
13. Todo intervalo abierto para producción o inyección de fluidos deberá ser aislado.
14. El diseño y ejecución de las operaciones de bombeo y balance de los taponos de cemento debe garantizar que se cuente, como mínimo, con barreras de aislamiento localizadas y configuradas de la siguiente forma:

Continuación de la Resolución: "Por la cual se establecen los requisitos técnicos para llevar a cabo las operaciones de suspensión temporal, abandono temporal y definitivo de pozos, en desarrollo de actividades de exploración y producción de hidrocarburos y se modifica parcialmente la Resolución 181495 de 2009"

- 14.1 Como mínimo dos (2) barreras de 100 pies (30,48 metros) de longitud efectiva cada una, por encima de la formación permeable y con potencial de flujo.
- 14.2 En los topes de cada liner, 100 pies (30,48 metros) de longitud efectiva por encima y 100 pies (30,48 metros) de longitud efectiva por debajo de él. Lo anterior no aplica para liner ranurado.
- 14.3 Encima de cualquier revestimiento que sea cortado y recuperado, 100 pies (30,48 metros) de longitud efectiva por encima y 100 pies (30,48 metros) de longitud efectiva por debajo del tope del corte.
- 14.4 Si se abandona en hueco abierto y durante la perforación no se alcanzaron formaciones productoras de hidrocarburos, se debe colocar un tapón de fondo de mínimo 100 pies (30,48 metros) de longitud efectiva por encima y 100 pies (30,48 metros) de longitud efectiva por debajo del zapato del revestimiento.
- 14.5 Si se abandona en hueco abierto y durante la perforación se alcanzaron formaciones productoras de hidrocarburos, se debe colocar un tapón de fondo ubicado frente al sello litológico verificable con registros eléctricos, de mínimo 100 pies (30,48 metros) de longitud efectiva por encima del tope.
- 14.6 Para un pozo horizontal se colocará un tapón mecánico en hueco entubado por encima del tope de la formación productora abierta más somera y se balanceará con un tapón de cemento de 200 pies (60,96 metros) de longitud efectiva en la parte vertical del pozo.
- 14.7 Las longitudes efectivas señaladas en los numerales anteriores deben darse en términos de Profundidad Medida (Measured Depth – MD)
- 15 Si por razones estrictamente técnicas el Operador no puede realizar el diseño y ejecución de las operaciones de bombeo y balance de los tapones de cemento en lo referente a las longitudes efectivas señaladas en el numeral anterior, deberá justificarlo técnicamente ante el Ente de Fiscalización presentando, para tal efecto, las alternativas técnicas a realizar para dar cumplimiento a las disposiciones generales para abandono temporal y definitivo de pozos establecidas en el presente artículo.
- 16 Los tapones deben estar diseñados para controlar la reducción de volumen (contracción). De requerirse, en pozos con presencia de gas con altas temperaturas, se deberán adicionar aditivos especiales que eviten la canalización de gas o la retrogresión del cemento. Para los pozos con presencia de gas las pruebas de expansión deben ir soportadas por su respectiva prueba de laboratorio y deberá ser suficiente para evitar la canalización del cemento (rango de 0-0.5% de expansión).
- 17 En cualquier caso, los tapones en hueco revestido deberán ubicarse en intervalos de profundidad donde se consiga obtener una barrera a través de la sección transversal del pozo, incluyendo los anulares. Para tal fin, el Operador deberá verificar o evaluar la calidad o integridad del cemento en las zonas donde se planea instalar la barrera. De no ser posible lo anterior, deberá garantizar el aislamiento transversal por medio de una cementación remedial y/o corte de la tubería y/o ensanchamiento del hueco y/o con tapón de cemento balanceado en forma de "T".
- 18 En pozos con varios intervalos aportantes se debe colocar un tapón de cemento de mínimo 100 pies (30,48 metros) de longitud efectiva por encima de cada intervalo, aislando cada uno cuando exista una comunicación no deseada o no planificada de fluidos entre los intervalos perforados dentro del pozo. El material cementante usado en tapones para aislar zonas de hidrocarburos y anormalmente presionadas deberán diseñarse para prevenir la migración de fluidos.
- 19 En el evento en que los intervalos aportantes no tengan más de 100 pies de separación (30,48 metros), se podrán aislar con un solo tapón que será colocado desde la base del intervalo inferior y la altura del mismo será de 100 pies (30,48 metros) de longitud efectiva por encima del intervalo más somero.
- 20 En pozos revestidos hasta el fondo los intervalos cañoneados o comunicados con la formación pueden ser aislados con tapones mecánicos debidamente probados y ubicados por encima del intervalo abierto. Adicionalmente, y con el fin de asegurar la integridad del empaque se deberá colocar un tapón de cemento de 50 pies (15,24 metros) de longitud efectiva encima de este.

Continuación de la Resolución: “Por la cual se establecen los requisitos técnicos para llevar a cabo las operaciones de suspensión temporal, abandono temporal y definitivo de pozos, en desarrollo de actividades de exploración y producción de hidrocarburos y se modifica parcialmente la Resolución 181495 de 2009”

- 21 Se debe verificar la profundidad de los toques de los tapones de cemento, así como su integridad de conformidad con lo establecido en el Título V de la presente resolución. Las evidencias de estas acciones deben ser documentadas en el Formulario 10A “Informe de taponamiento y abandono” o en el informe final de trabajos realizados según corresponda, adjuntando los soportes de las pruebas de integridad y reporte de laboratorio de la calidad de la lechada de cemento bombeada.
- 22 Las barreras permanentes de pozo deberán extenderse a través de toda la sección transversal del pozo incluyendo todos los anulares, sellados de forma tanto vertical como horizontal, siempre que existan zonas permeables con presencia de hidrocarburos que tengan potencial de fluir hasta superficie.
- 23 En todos los trabajos de cementación será necesario colocar una píldora o colchón espaciador o preflujo, que promueva la adherencia del cemento a la tubería y/o al hueco abierto. El uso de preflujo dependerá de las condiciones asociadas al control de pozo para el trabajo.
- 24 Cuando la operación de abandono del pozo obedezca a la pérdida de alguna herramienta con carga radioactiva en el hueco, el interesado en adelantar la operación deberá agregar una tintura de color rojo en el cemento que lo haga fácilmente distinguible y deberá dejar la nota en el Formulario 10A “Informe de taponamiento y abandono” o en el informe final de trabajos realizados según corresponda, sin perjuicio de las comunicaciones que debe realizar a la autoridad competente de licenciamiento de la fuente radiactiva. En este caso, el espesor del tapón de cemento no podrá ser inferior a 500 pies (152,40 metros) de longitud efectiva.

Artículo 18. Abandono de pozos estratigráficos. Los pozos que hayan sido perforados bajo la clasificación de estratigráficos deberán ser taponados, como mínimo, con dos (2) tapones de cemento ubicados de la siguiente forma:

1. El primer tapón de cemento, en fondo 100 pies (30,48 metros) de longitud efectiva por encima del zapato del revestimiento más profundo y 100 pies (30,48 metros) de longitud efectiva por debajo de él.
2. El segundo, en superficie con un espesor no menor a 200 pies (60,96 metros) de longitud efectiva.

Parágrafo. Las zonas en hueco abierto que presenten presiones anormales deberán ser selladas mediante tapones adicionales colocados por encima de los intervalos que presenten dicha condición. Adicionalmente deberán sellarse los intervalos con presencia de acuíferos.

Artículo 19. Abandono de sección de pozo para operación de sidetrack. Cuando por motivos técnicos u operacionales se requiera dejar una zona aislada y proceder a un desvío de la trayectoria del pozo deberá colocarse un tapón de cemento inmediatamente por encima de la zona a aislar, cuyo espesor no podrá ser inferior a 200 pies (60,96 metros) de longitud efectiva con una densidad de la lechada de cemento que minimice el riesgo de fracturar la formación. Para efectos de asegurar la integridad del tapón deberá garantizarse que exista una distancia mínima de 100 pies (30,48 metros) de longitud efectiva entre el tope del tapón y el punto en que se encuentre (100%) de formación (parte inferior de la ventana que se construya).

Artículo 20. Abandono de pozos con condiciones mecánicas especiales. Cuando en el pozo se presenten restricciones mecánicas que no permitan el paso de herramientas, para el abandono normal del pozo se deberá colocar un primer tapón arriba de la obstrucción, que permita tener un sello por medio de una barrera en toda la sección transversal del pozo, a una profundidad previamente asegurada por medio de los respectivos registros eléctricos de integridad. El espesor de este primer tapón no podrá ser en ningún caso inferior a 200 pies (60,96 metros) de longitud efectiva y luego los que sean necesarios de acuerdo con la presión del yacimiento y el estado mecánico del pozo, siguiendo las consideraciones generales del artículo 17 de la presente resolución.

Parágrafo. El retiro de la tubería de producción estará supeditado a las posibilidades técnicas y operativas de realizarlo. En el evento en que no se pueda recuperar la totalidad

Continuación de la Resolución: “Por la cual se establecen los requisitos técnicos para llevar a cabo las operaciones de suspensión temporal, abandono temporal y definitivo de pozos, en desarrollo de actividades de exploración y producción de hidrocarburos y se modifica parcialmente la Resolución 181495 de 2009”

de la tubería por restricciones en el pozo o problemas operacionales, se deberá tratar de recuperar la mayor longitud posible de tubería y luego realizar el procedimiento mencionado en este artículo.

Artículo 21. Abandono de zonas de alta temperatura y/o presencia de H₂S y/o CO₂. En zonas donde la temperatura de fondo estática supere los 220° F (104° C) o donde se realicen operaciones de inyección de vapor o combustión *in situ* y/o que exista presencia de H₂S y/o CO₂, será necesario aplicar aditivos especiales al sistema cementante, que permita resistir dichas condiciones.

Artículo 22. Competencia de la Autoridad Marítima. Teniendo en cuenta que a la Dirección General Marítima (DIMAR) o a la autoridad en quien recaiga la competencia, le corresponde el control de las actividades marítimas, en especial las relacionadas con la seguridad de la navegación, la seguridad de la vida humana en el mar y la prevención de la contaminación del medio marino, para el caso específico de operaciones de abandono temporal o definitivos de pozos costa afuera, el Ente de Fiscalización, una vez apruebe el programa de abandono presentado por el interesado lo remitirá a la mencionada autoridad marítima, así como a la autoridad ambiental para su conocimiento dentro de sus competencias.

Artículo 23. Operación de reingreso (re-entry). Cuando un Operador decida realizar un trabajo de reingreso (re-entry) deberá tramitar ante el Ente de Fiscalización el Formulario 7 “Permiso para trabajos posteriores a la terminación oficial” o el Programa de Abandono, según corresponda.

Capítulo 2

Condiciones específicas para abandono temporal de pozos

Artículo 24. Condiciones específicas adicionales para el abandono temporal de pozos continentales. Para el abandono temporal de pozos continentales, adicional a las condiciones señaladas en el artículo 17 de la presente resolución, se deberá dar cumplimiento a las siguientes obligaciones:

1. Los pozos deberán estar asegurados técnicamente y construirse un cerramiento alrededor de ellos y de los equipos en superficie. Para este tipo de pozos se requiere que tengan identificación visible, como nombre, profundidad, su estado y la fecha de abandono temporal.
2. El Operador deberá garantizar la integridad del pozo y la permanencia de todos los equipos, estructuras y señalizaciones requeridos para el abandono temporal en buen estado y visibles, durante todo el periodo que permanezca en dicho estado.

Artículo 25. Condiciones específicas adicionales para el abandono temporal de pozos costa afuera. Para el abandono temporal de pozos costa afuera, adicional a las condiciones señaladas en el artículo 17 de la presente resolución, se deberán considerar las siguientes obligaciones particulares:

1. Durante el abandono temporal de pozos perforados costa afuera cuya profundidad de agua no sea mayor a 1.000 pies (304,8 metros) y donde queda un tubo conductor por encima del lecho marino o un cabezal, se deberá recubrir el equipo superficial con guarda redes o campanas anticorrosivas, dependiendo del caso.
2. El Operador deberá garantizar la integridad del pozo y la permanencia de todos los equipos, estructuras y señalizaciones requeridos para el abandono temporal en buen estado, durante todo el periodo que permanezca en dicho estado.
3. Los pozos deben estar asegurados técnicamente en cabeza de pozo y contar también con señalizaciones visibles para su posterior detección. Dichas señalizaciones deberán incluir la profundidad en metros a la cual queda ubicado el guarda redes o la campana anticorrosiva y se presentará ante la autoridad marítima correspondiente un informe de las estructuras dejadas en fondo, incluyendo las coordenadas y profundidad respectiva.
4. En operaciones costa afuera, para todo pozo que sea abandonado temporalmente, el

Continuación de la Resolución: “Por la cual se establecen los requisitos técnicos para llevar a cabo las operaciones de suspensión temporal, abandono temporal y definitivo de pozos, en desarrollo de actividades de exploración y producción de hidrocarburos y se modifica parcialmente la Resolución 181495 de 2009”

Operador deberá presentar ante la autoridad marítima correspondiente un informe de las estructuras dejadas en el lecho marino, incluyendo las coordenadas, profundidad y un registro fotográfico. Lo anterior sin perjuicio de las obligaciones que imponga la autoridad marítima competente.

Parágrafo. Un pozo costa afuera abandonado temporalmente podrá ser reclasificado como un pozo abandonado definitivamente siempre que el abandono temporal sea suficiente para garantizar su integridad desde la perspectiva de un abandono definitivo, debidamente justificado por el Operador y autorizado por el Ente de Fiscalización.

Artículo 26. Periodo de un pozo en estado de abandono temporal. Un pozo podrá permanecer en estado de abandono temporal durante todos los periodos que comprende la vigencia del contrato siempre y cuando esté ubicado dentro de un área no devuelta, garantizando durante todo el tiempo que dure en dicho estado la integridad del pozo. El Ente de Fiscalización determinará, basado en la solicitud y en el análisis de integridad del pozo que presente el Operador, el tiempo que podrá permanecer en estado de abandono temporal, frente al cual, el Operador podrá solicitar prórroga por lo menos treinta (30) días previos a la finalización del plazo autorizado. El Ente de Fiscalización otorgará respuesta en un término máximo de diez (10) días contados a partir de la fecha de recibo de la solicitud.

En todo caso, si durante el periodo autorizado el Operador evidencia riesgos de integridad en el pozo, deberá informarlo al Ente de Fiscalización y realizar a la mayor brevedad las acciones necesarias para evitar posibles afectaciones de cualquier tipo. Igual procedimiento se deberá realizar para cualquier otro tipo de condición anormal detectada en el pozo.

Artículo 27. Seguimiento de pozos abandonados temporalmente. Dentro de los cuarenta (40) días posteriores a la finalización del abandono temporal, el Operador deberá allegar al Ente de Fiscalización una propuesta de los términos y periodicidad del informe de seguimiento de inspección, monitoreo y tipos de aseguramiento del pozo para el periodo que permanezca en estado de abandono temporal. El Ente de Fiscalización otorgará respuesta en un término máximo de quince (15) días contados a partir del recibo de la propuesta, conforme las consideraciones técnicas, análisis de riesgo del pozo y considerando las buenas prácticas de la industria del petróleo aplicables.

Capítulo 3 Plazos abandono temporal de pozos

Artículo 28. Solicitud de abandono temporal. La solicitud de abandono temporal para pozos en perforación o pozos perforados se deberá realizar mediante la presentación del Programa de Abandono. Para pozos terminados que no han prestado ningún servicio y pozos terminados que han prestado algún servicio, el Operador deberá presentar la solicitud mediante el Formulario 7 “Trabajos posteriores a la Terminación Oficial”. El Ente de Fiscalización deberá otorgar respuesta en un plazo máximo de quince (15) días contados a partir del recibo de la solicitud.

Artículo 29. Plazo de ejecución del programa de abandono temporal. El programa de abandono temporal de un pozo deberá ser ejecutado como máximo dentro de los noventa (90) días siguientes a la fecha de aprobación de este, garantizando durante dicho tiempo la integridad del pozo.

En caso de que el Operador no pueda ejecutar la intervención, podrá solicitar una prórroga de hasta sesenta (60) días adicionales para pozos continentales y de hasta noventa (90) días adicionales para pozos costa afuera, debiendo presentar la solicitud como mínimo quince (15) días previos al vencimiento del término, detallando la justificación de la solicitud y la actualización del programa de abandono temporal, esta última en los casos que aplique. El Ente de Fiscalización otorgará respuesta en un término máximo de quince (15) días contados a partir de la fecha de recibo de la solicitud.

Parágrafo. Frente a las prórrogas máximas enunciadas en el presente artículo, el Operador, excepcionalmente, podrá solicitar al Ente de Fiscalización por una única vez, ampliación del plazo de ejecución hasta por el mismo término de la prórroga señalada en este artículo, esto es sesenta (60) días para pozos continentales y noventa (90) días para pozos costa afuera.

Continuación de la Resolución: "Por la cual se establecen los requisitos técnicos para llevar a cabo las operaciones de suspensión temporal, abandono temporal y definitivo de pozos, en desarrollo de actividades de exploración y producción de hidrocarburos y se modifica parcialmente la Resolución 181495 de 2009"

La solicitud deberá ir acompañada de la justificación y soportes que den cuenta de la circunstancia excepcional argumentada y será el Ente de Fiscalización quien determine la procedencia o no para acceder a la solicitud.

Artículo 30. Informe de trabajos realizados. El Operador deberá informar al Ente de Fiscalización los trabajos realizados en un plazo máximo de quince (15) días contados a partir de la fecha de finalización del abandono temporal del pozo. A su vez, el Ente de Fiscalización tendrá un plazo de máximo quince (15) días para remitir respuesta, contados a partir de la fecha de recibo de la información.

CAPÍTULO 4

Condiciones específicas para abandono definitivo de pozos

Artículo 31. Condiciones adicionales específicas para el abandono definitivo de pozos continentales. Para el abandono definitivo de pozos continentales, adicional a las condiciones señaladas en el artículo 17 de la presente resolución, se deberá dar cumplimiento a las siguientes obligaciones:

1. En cabeza de pozo, el tapón de superficie debe ser como mínimo de 200 pies (60,96 metros) de longitud efectiva.
2. Se deberá realizar el abandono de los espacios anulares con tapón de mínimo 200 pies (60,96 metros) de longitud de efectiva.
3. El abandono definitivo incluye también el relleno del contrapozo, la instalación de un flanche ciego en boca de pozo como una medida de aseguramiento cuando aplique, según el análisis de riesgo efectuado y las consideraciones técnicas pertinentes, así como la instalación del monumento y la placa de abandono
4. Todo pozo que sea abandonado definitivamente deberá identificarse con una placa de abandono, la cual será parte de un monumento de superficie que tendrá una altura máxima de 1,64 pies (0,5 metros) sobre el nivel del suelo. Dicha placa tendrá información relacionada con el nombre de la compañía, nombre del pozo, contrato, coordenadas del pozo (superficie y fondo) en sistema magna sirgas, profundidad vertical real (TVD por sus siglas en ingles) y medida (MD por sus siglas en ingles), así como las fechas de inicio de perforación, fecha de abandono y el motivo del abandono. Lo anterior, sin perjuicio de las evaluaciones que realice el Operador y el Ente de Fiscalización, para casos excepcionales en donde no se pueda aplicar la construcción de monumento y placa.
5. El Operador deberá garantizar la permanencia del monumento y la placa de abandono legible, en buen estado y visibles.
6. El desmantelamiento de equipos, facilidades de producción, así como la limpieza y restauración ambiental de las zonas donde se hayan realizado operaciones de exploración, evaluación o producción, deberá realizarse siempre y cuando en la misma locación no haya otros pozos en operación, lo anterior sin perjuicio de los requerimientos exigidos por la autoridad ambiental.

Parágrafo. En relación con el numeral 2 del presente artículo, el Operador podrá presentar junto con la solicitud de abandono definitivo, la justificación técnica que demuestre la no necesidad de dar cumplimiento de lo exigido en dicho numeral, frente a lo cual el Ente de Fiscalización decidirá la procedencia o no de lo solicitado por el Operador.

Artículo 32. Condiciones adicionales específicas para el abandono definitivo de pozos costa afuera. Para el abandono definitivo de pozos costa afuera, adicional a las condiciones señaladas en el artículo 17 de la presente resolución, deberá cumplirse con las siguientes obligaciones particulares:

1. La base del tapón de superficie deberá estar máximo a 500 pies (152 metros) bajo el lecho marino y la longitud de este no podrá ser inferior a 200 pies (60,96 metros) de longitud efectiva.
2. Se deberá realizar el abandono de los espacios anulares con tapón de mínimo 200 pies (60,96 metros) de longitud de efectiva.

Continuación de la Resolución: “Por la cual se establecen los requisitos técnicos para llevar a cabo las operaciones de suspensión temporal, abandono temporal y definitivo de pozos, en desarrollo de actividades de exploración y producción de hidrocarburos y se modifica parcialmente la Resolución 181495 de 2009”

3. Para el abandono definitivo de un pozo con lámina de agua igual o inferior a 100 metros el Operador deberá remover los equipos submarinos. Lo anterior sin perjuicio de los requerimientos exigidos por las autoridades competentes.
4. El abandono definitivo de pozos con lámina de agua superior a 100 metros debe ser evaluado por el Ente de Fiscalización de manera particular para cada uno, con el objetivo de definir la necesidad de remover o no los equipos submarinos, todo esto conforme con la propuesta técnica y análisis de riesgo que presente el Operador. Lo anterior sin perjuicio de lo establecido por las autoridades competentes.
5. Como anexo al Formulario 10A “Informe de taponamiento y abandono”, el interesado deberá hacer entrega de un reporte del abandono del pozo, el cual debe contener entre otros detalles, información sobre cualquier tipo de escombros o residuo que haya sido dejado en el pozo y los planes para restauración del lecho marino.
6. En operaciones costa afuera, para todo pozo que sea abandonado definitivamente, el Operador deberá presentar ante la autoridad marítima correspondiente un informe de las estructuras dejadas en el lecho marino, incluyendo las coordenadas, profundidad y un registro fotográfico. Lo anterior sin perjuicio de las obligaciones que imponga la autoridad marítima competente.

Parágrafo. En relación con el numeral 2 del presente artículo, el Operador podrá presentar junto con la solicitud de abandono definitivo, la justificación técnica que demuestre la no necesidad de dar cumplimiento de lo exigido en dicho numeral, frente a lo cual el Ente de Fiscalización decidirá la procedencia o no de la solicitud.

CAPÍTULO 5

Plazos para el abandono definitivo de pozos

Artículo 33. Solicitud de abandono definitivo de pozos en perforación y pozos perforados. Cuando corresponda a un pozo en perforación o un pozo perforado y el Operador decida abandonarlo, deberá enviar al Ente de Fiscalización, previo a la intervención, el programa de abandono para su aprobación. El Ente de Fiscalización revisará la solicitud y otorgará respuesta en un plazo máximo de veinticuatro (24) horas, contado a partir de la fecha y hora de recibo de la solicitud.

Artículo 34. Solicitud abandono definitivo de pozos terminados que no han prestado ningún servicio y pozos terminados que han prestado algún servicio. Cuando el abandono definitivo corresponda a pozos terminados que no han prestado ningún servicio, y a pozos terminados que han prestado algún servicio (producción, inyección, monitoreo, disposición), el Ente de Fiscalización revisará la solicitud y otorgará respuesta en un término máximo de quince (15) días contados a partir de la fecha de recibo de la solicitud.

Artículo 35. Plazo de ejecución del programa de abandono definitivo. El programa de abandono definitivo de un pozo deberá ser ejecutado como máximo en los noventa (90) días siguientes a la fecha de aprobación de este, garantizando durante dicho tiempo la integridad del pozo. En caso de que el Operador no pueda ejecutar la intervención, podrá solicitar una prórroga de hasta sesenta (60) días adicionales para pozos continentales y de hasta noventa (90) días para pozos costa afuera, debiendo presentar la solicitud como mínimo quince (15) días previos al vencimiento del término, detallando la justificación de la solicitud y la actualización del programa de abandono, esta última en los casos que aplique. El Ente de Fiscalización otorgará respuesta en un término máximo de quince (15) días contados a partir de la fecha de recibo de la solicitud.

Parágrafo. Frente a las prórrogas máximas enunciadas anteriormente, el Operador excepcionalmente, podrá solicitar al Ente de Fiscalización por una única vez, ampliación del plazo de ejecución hasta por el mismo término de la prórroga señalada en este artículo, esto es sesenta (60) días para pozos continentales y noventa (90) días para pozos costa afuera. La solicitud deberá ir acompañada de la justificación y soportes que den cuenta de la circunstancia excepcional argumentada y será el Ente de Fiscalización quien determine la procedencia o no de la solicitud presentada por el Operador.

Artículo 36. Informe de trabajos realizados para pozos continentales. Para pozos en perforación y pozos perforados, el Operador deberá presentar dentro de los treinta (30) días

Continuación de la Resolución: “Por la cual se establecen los requisitos técnicos para llevar a cabo las operaciones de suspensión temporal, abandono temporal y definitivo de pozos, en desarrollo de actividades de exploración y producción de hidrocarburos y se modifica parcialmente la Resolución 181495 de 2009”

posteriores a la instalación de la placa y monumento de abandono, el Formulario 10A “Informe de taponamiento y abandono”. Lo anterior sin perjuicio del plazo para ejecución del programa de abandono definitivo establecido en el artículo 36 de la presente resolución.

Para pozos terminados que no han prestado ningún servicio y pozos terminados que han prestado algún servicio, el Operador deberá informar el resultado de la intervención a través del Formulario 10A “Informe de taponamiento y abandono” en un término de máximo quince (15) días posteriores a la instalación de la placa y monumento de abandono. Lo anterior sin perjuicio del plazo para ejecución del programa de abandono definitivo establecido en el artículo 36 de la presente resolución.

El Ente de Fiscalización otorgará respuesta frente al Formulario 10A “Informe de taponamiento y abandono” en un término máximo de quince (15) días contados a partir de la fecha de recibo de la solicitud.

Artículo 37. Informe de trabajos realizados para pozos costa afuera. Para todo pozo costa afuera abandonado definitivamente, el Operador deberá informar el resultado de la intervención a través del Formulario 10A “Informe de taponamiento y abandono” en un término de máximo treinta (30) días posteriores a la instalación del tapón más somero aprobado por el Ente de Fiscalización. Lo anterior sin perjuicio del plazo para ejecución del programa de abandono definitivo establecido en el artículo 36 de la presente resolución.

El Ente de Fiscalización otorgará respuesta en un término máximo de quince (15) días contados a partir de la fecha de recibo de la solicitud.

TÍTULO V Verificación de la integridad de los tapones

Artículo 38. Prueba con presión. El Operador deberá probar cada uno de los tapones que se instalen por debajo del tapón de superficie. Para verificar la integridad del tapón se deberá realizar la prueba con presión de la bomba como mínimo de 500 psi por encima de la presión de inyección o la presión de admisión medida por debajo de la barrera, considerando, en todo caso, las propiedades y condiciones del revestimiento y el desgaste de este, asegurando que no exista una caída superior al (10%) de la presión en los últimos quince (15) minutos de la prueba.

Parágrafo 1. Esta presión equivalente puede ser inferior a 500 psi, previa autorización del Ente de Fiscalización, en aquellos casos que el Operador justifique técnicamente la imposibilidad de aplicar la presión prevista, considerando las condiciones específicas de integridad del revestimiento.

Parágrafo 2. El Operador podrá realizar prueba de presión negativa con una presión diferencial de 500 psi siempre y cuando sea técnicamente viable y garantice la verificación de la integridad del tapón. Este diferencial podrá ser menor o mayor siempre y cuando el Operador presente la justificación técnica para ello y sea previamente autorizado por el Ente de Fiscalización.

Artículo 39. Prueba con peso. Si por razones estrictamente técnicas el Ente de Fiscalización lo considera pertinente, podrá solicitar que se realice, además, la prueba con peso de la tubería no inferior a 10.000 libras (4.536 Kilogramos) en fondo. En el caso de abandonos con tubería flexible el peso de tubería para prueba será evaluado caso a caso, de acuerdo con la configuración del pozo.

Parágrafo. Este peso podrá ser inferior a 10.000 libras (4.536 Kilogramos), previa autorización del Ente de Fiscalización, en aquellos casos que el Operador justifique técnicamente la imposibilidad de aplicar dicho peso.

Artículo 40. Prueba del tapón mecánico. Si se usa un tapón mecánico como soporte para el tapón de cemento, solamente bastará la prueba de presión para la verificación del tapón mecánico.

Continuación de la Resolución: “Por la cual se establecen los requisitos técnicos para llevar a cabo las operaciones de suspensión temporal, abandono temporal y definitivo de pozos, en desarrollo de actividades de exploración y producción de hidrocarburos y se modifica parcialmente la Resolución 181495 de 2009”

Artículo 41. Prueba de tapones en hueco abierto. La verificación de integridad de tapones en hueco abierto solo podrá realizarse con peso mediante contacto con la sarta de tubería o el equipo de intervención operado con cable. En hueco revestido la verificación mediante presión se realizará acorde con el diseño del revestimiento, por encima de la resistencia a la fractura de la formación para asegurar que no hay filtración debajo del zapato del revestimiento.

Artículo 42. Prueba de tapones de secciones para sidetrack. Los tapones de cemento para abandono de secciones para sidetrack deberán ser probados antes de proceder al desvío del pozo con peso de la tubería superior a 10.000 libras (4.536 Kilogramos). Este peso podrá ser inferior a 10.000 libras (4.536 Kilogramos) previa autorización del Ente de Fiscalización, en aquellos casos que el Operador justifique técnicamente la imposibilidad de aplicar el peso establecido.

Artículo 43. Prueba de tapones consecutivos. En caso de balanceo de tapones consecutivos en hueco abierto y revestido que tengan el mismo diseño, solo se requerirá realizar prueba y verificación del tapón más somero cuando el régimen de presión de las formaciones permeables sean las mismas.

Artículo 44. No integridad del tapón. En caso de que se evidencie cualquier cementación defectuosa o que alguno de los tapones no tiene integridad después de realizar las pruebas señaladas anteriormente, el Operador deberá comunicar, a la brevedad, y sin que se sobrepasen los cinco (5) días hábiles, al Ente de Fiscalización adjuntando un plan de acción correctivo. La verificación de la integridad de los tapones de cemento es necesaria para dar continuidad al desarrollo de fases posteriores dentro del programa de abandono.

TITULO VI Otras disposiciones

Artículo 45. Transición. Los pozos que fueron abandonados antes de la entrada en vigencia de la presente resolución no tendrán que ser intervenidos nuevamente para dar cumplimiento a lo establecido en este acto administrativo, salvo que se presenten fugas en superficie o se adelanten operaciones de *re-entry*.

Los pozos que se encuentran suspendidos temporalmente a la fecha de expedición de la presente resolución, mantendrán tal condición de conformidad con el permiso otorgado por el Ente de Fiscalización.

Las solicitudes de suspensión temporal y abandono definitivo de pozos que se hayan radicado ante el Ente de Fiscalización antes de la expedición de la presente resolución continuarán su trámite en los términos definidos en las normas vigentes al momento de su radicación.

Sobre las solicitudes de abandono temporal radicadas bajo la vigencia de la Resolución 40230 de 2022 y que aún no cuenten con una respuesta definitiva por parte del Ente de Fiscalización, el Operador podrá solicitar al Ente de Fiscalización que se tramite bajo las reglas del presente acto administrativo, para lo cual, deberán allegar la documentación que cumpla con los requisitos aquí establecidos.

Las zonas o intervalos de pozos activos que fueron abandonados previamente y que cumplieron con la normatividad vigente al momento de la operación, no tendrán que ser aislados nuevamente bajo los estándares aquí definidos. Todas las operaciones que en estos pozos se adelanten con posterioridad a la entrada en vigencia de la presente resolución deberán ser realizadas bajo el estándar vigente.

Artículo 46. Comunicaciones. Por la Dirección de Hidrocarburos comuníquese la presente resolución a la Agencia Nacional de Hidrocarburos - ANH, y a la Dirección General Marítima - DIMAR.

Artículo 47. Sanciones. Las infracciones a cualquiera de las disposiciones contenidas en esta resolución serán sancionadas conforme lo señala el Código de Petróleos, así como en las normas que establezcan el régimen sancionatorio o aquellas que las modifiquen o

Continuación de la Resolución: “Por la cual se establecen los requisitos técnicos para llevar a cabo las operaciones de suspensión temporal, abandono temporal y definitivo de pozos, en desarrollo de actividades de exploración y producción de hidrocarburos y se modifica parcialmente la Resolución 181495 de 2009”

sustituyan.

Artículo 48. Derogatorias. La presente resolución deroga la Resolución 40230 de 2022 y el artículo 32 de la Resolución 181495 de 2009 (modificado por el artículo 6 de la Resolución 40048 de 2015) y modifica el artículo 6 de la Resolución 181495 de 2009 (modificado por el artículo 1 de la Resolución 40048 de 2015).

Artículo 49. Vigencia. La presente resolución rige a partir de su publicación en el Diario Oficial.

PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE

Dada en Bogotá, D.C., a los

IRENE VÉLEZ TORRES
Ministra de Minas y Energía

Proyectó: Andrea del Pilar Morales Falla – Contratista – Dirección de Hidrocarburos – MME
María Cristina Higuera – Contratista – Dirección de Hidrocarburos - MME
Revisó: Katherine Castaño – Coordinadora Jurídica - Dirección de Hidrocarburos – MME
Felipe González Penagos – Director de Hidrocarburos – MME
Yolanda Patiño Chacón – Profesional Especializado OAJ – MME
Esther Rocío Cortés G. – Coordinadora Grupo Hidrocarburos OAJ – MME
Tomás Restrepo Rodríguez – Jefe Oficina Asesora Jurídica – MME
Bernardo Javier Puetamán – Asesor Despacho Ministra de Minas y Energía
Aprobó: Irene Vélez Torres – Ministra de Minas y Energía – MME