

imponga cualquier otra obligación patrimonial a cargo del Fondo. Estas provisiones no podrán ser inferiores al treinta por ciento (30%) del valor de venta del bien.

Para garantizar el adecuado manejo de los recursos provisionados, la Unidad Administrativa Especial para la Atención y Reparación Integral a las Víctimas podrá celebrar los negocios jurídicos que resulten pertinentes para su administración. Los rendimientos financieros que estos generen se integrarán al patrimonio del Fondo y tendrán el mismo manejo y destinación que los demás recursos que lo conforman.

Parágrafo 1º. El Fondo para la Reparación de las Víctimas dentro de los reportes periódicos correspondientes informará a la autoridad judicial competente sobre los bienes enajenados en atención a esta disposición.

Artículo 2.2.5.1.4.6.6. Registro de los actos administrativos de enajenación. El acto administrativo expedido por la Unidad Administrativa Especial para la Atención y Reparación Integral a las Víctimas (UARIV), por medio del cual se disponga la transferencia del dominio de los bienes objeto de esta subsección, deberá contener las formalidades de ley, incluir las ordenes registrales explícitas y contar con los datos físicos y jurídicos del predio, los cuales deberán ser concordantes con la información registral, y se deberá inscribir ante la correspondiente Oficina de Registro de Instrumentos Públicos.

Artículo 2.2.5.1.4.6.7. Reconocimiento de mejoras a terceros con derecho en el marco de la disposición del Fondo para la Reparación de las Víctimas a la Agencia Nacional de Tierras (ANT). En el marco de los procesos de enajenación de bienes rurales, la Unidad Administrativa Especial para la Atención y Reparación Integral a las Víctimas (UARIV) verificará la existencia de mejoras realizadas por terceros, con el fin de adelantar los procedimientos de revisión, conciliación y, en su caso, reconocimiento y pago de dichas mejoras. El reconocimiento procederá únicamente cuando se acredite que las mejoras fueron efectuadas con autorización de la Unidad Administrativa Especial para la Atención y Reparación Integral a las Víctimas (UARIV) o conforme a lo estipulado en contratos de tenencia debidamente suscritos, tales como arrendamiento o comodato o similar.

En todos los casos, las mejoras se constituyen como derecho a acrecer por parte de la Unidad Administrativa Especial para la Atención y Reparación Integral a las Víctimas (UARIV) en su calidad de administrador del Fondo. La Unidad Administrativa Especial para la Atención y Reparación Integral a las Víctimas (UARIV) podrá valorar y negociar el reconocimiento de las mejoras con los terceros de buena fe que prueben su derecho.

Parágrafo. En el caso de los bienes entregados o transferidos a la Agencia Nacional de Tierras (ANT) en el marco del presente decreto, la negociación de las mejoras con terceros que acrediten derecho no constituirá motivo de suspensión de los procesos de gestión o destinación que adelante dicha entidad respecto de tales bienes.

Artículo 2.2.5.1.4.6.8. informes a las autoridades judiciales competentes. Para efectos de la rendición de informes que realiza la Unidad Administrativa Especial para la Atención y Reparación Integral a las Víctimas (UARIV) ante la magistratura, la Agencia Nacional de Tierras (ANT) remitirá a la Unidad Administrativa Especial para la Atención y Reparación Integral a las Víctimas (UARIV), en la periodicidad que esta le solicite, un reporte de los bienes inmuebles entregados de manera anticipada, en el cual se indique el estado de los predios, los hallazgos encontrados y las acciones desarrolladas.

Artículo 2.2.5.1.4.6.9. Transición. La Unidad para la Atención y Reparación Integral a las Víctimas (UARIV) y la Agencia Nacional de Tierras (ANT), en el ámbito de sus competencias, ajustarán progresivamente sus operaciones, actos administrativos, contratos y convenios interadministrativos vigentes o en ejecución a la entrada en vigor de la presente subsección, a fin de asegurar su plena armonización con lo aquí previsto. Los ajustes se realizarán oportunamente, y se respetarán los derechos adquiridos, el debido proceso y la normatividad aplicable a cada instrumento, sin que ello implique traslado de la administración del Fondo para la Reparación de las Víctimas ni la modificación de las competencias legales de las entidades intervenientes.

Parágrafo. Con ocasión de la entrada en vigencia de la presente subsección, y mientras la Unidad para la Atención y Reparación Integral a las Víctimas (UARIV) y la Agencia Nacional de Tierras (ANT) adoptan los ajustes necesarios a sus manuales y demás instrumentos relacionados con la enajenación o disposición de bienes, continuarán aplicándose los que estén vigentes en esta materia, siempre que sean compatibles con lo dispuesto en la presente subsección. En todo caso, los ajustes a dichos instrumentos deberán realizarse conjuntamente por la Unidad Administrativa Especial para la Atención y Reparación Integral a las Víctimas (UARIV) y la Agencia Nacional de Tierras (ANT), dentro de los treinta (30) días siguientes a la publicación del decreto que adiciona esta subsección.

Artículo 2º. Vigencia y derogatoria. El presente decreto rige a partir del día siguiente a su publicación y adiciona la Subsección 6 de la Sección 4 del Capítulo 1 del Título 5 de la Parte 2 del Libro 2 del Decreto número 1069 de 2015, Único Reglamentario del Sector Justicia y del Derecho.

Publíquese y cúmplase.

Dado a 12 de noviembre de 2025.

GUSTAVO PETRO URREGO

El Ministro de Justicia y del Derecho (e),

Augusto Alfonso Ocampo Camargo.

La Ministra de Agricultura y Desarrollo Rural,

Martha Viviana Carvajalino Villegas.

El Director del Departamento la Prosperidad Social,

Mauricio Rodríguez Amaya.

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA

RESOLUCIONES

RESOLUCIÓN NÚMERO 40530 DE 2025

(noviembre 7)

por la cual se establecen los lineamientos para la solicitud, aprobación, ejecución, seguimiento, modificaciones y terminación a los Proyectos de Producción Incremental (PPI) y se adoptan otras disposiciones.

El Ministro de Minas y Energía, en ejercicio de sus facultades legales, y en especial de las conferidas por los numerales 5 y 8 del artículo 2º del Decreto número 381 de 2012, y el inciso tercero del artículo 3.1.1.2.1 del Decreto número 1821 de 2020, y

CONSIDERANDO:

Que, la Constitución Política de Colombia determinó en su artículo 332 que el Estado es propietario del subsuelo y de los recursos naturales no renovables. En el mismo sentido, según el artículo 334 de la Constitución Política de Colombia, el Estado intervendrá, entre otros, en la explotación de los recursos naturales, en el uso del suelo, en la producción, distribución, utilización y consumo de los bienes, y en los servicios públicos y privados, para racionalizar la economía con el fin de conseguir en el plano nacional y territorial, en un marco de sostenibilidad fiscal, el mejoramiento de la calidad de vida de los habitantes, la distribución equitativa de las oportunidades y los beneficios del desarrollo y la preservación de un ambiente sano.

Que, el numeral 5 del artículo 2º del Decreto número 381 de 2012 dispuso que, el Ministerio de Minas y Energía ostenta la competencia para “Formular, adoptar, dirigir y coordinar la política sobre las actividades relacionadas con el aprovechamiento integral de los recursos naturales no renovables y de la totalidad de las fuentes energéticas del país”. Así mismo, el numeral 8 del precitado artículo definió que es función de esta cartera “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 numeral 3 del artículo 3º del Decreto número 714 de 2012, establece como responsabilidades de la Agencia Nacional de Hidrocarburos: “...administrar los contratos y convenios de exploración y explotación de hidrocarburos de propiedad de la Nación, con excepción de los contratos de asociación que celebró Ecopetrol hasta el 31 de diciembre de 2003, así como hacer el seguimiento al cumplimiento de todas las obligaciones previstas en los mismos”.

Que en virtud numeral 17 del artículo 3º del Decreto número 714 de 2012, corresponde a la Agencia Nacional de Hidrocarburos “hacer seguimiento al cumplimiento de las normas técnicas relacionadas con la exploración y explotación de hidrocarburos dirigidas al aprovechamiento de los recursos de manera racional e integral”.

Que, el artículo 2.2.1.1.7 del Decreto número 1073 de 2015 establece que, le corresponde al Ministerio de Minas y Energía revisar, ajustar y/o expedir las normas técnicas y procedimientos en materia de exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos convencionales continentales y costa afuera, las cuales deberán ser observadas por los operadores de bloques autorizados por la Agencia Nacional de Hidrocarburos y demás contratos vigentes o aquellos que se suscriban, aplicando las mejores prácticas y teniendo en cuenta los aspectos técnicos, operativos, ambientales y administrativos. Lo anterior, sin perjuicio del cumplimiento de las obligaciones de carácter ambiental establecidas por las autoridades competentes.

Que, los párrafos 3º y 10 del artículo 16 de la Ley 756 de 2002, establecieron el monto de regalías aplicable a la producción incremental, en los términos señalados en los citados párrafos.

Que, el artículo 29 de la Ley 1753 de 2015 reiteró la aplicación del párrafo 3º del artículo 16 de la Ley 756 de 2002 a todos los proyectos de producción incremental, entendiendo que estos proyectos son aquellos que incorporan nuevas reservas recuperables como consecuencia de inversiones adicionales realizadas a partir de la fecha de promulgación de la citada ley y que se encuentren encaminadas a aumentar el factor de recobro de los yacimientos existentes.

Que el numeral 2 del literal A del artículo 7º de la Ley 2056 de 2020, señala que es función del Ministerio de Minas y Energía establecer los lineamientos para el ejercicio de las actividades de exploración y explotación de recursos naturales no renovables y su fiscalización, entre otras, procurando el aseguramiento y optimización de la extracción de dichos recursos, en consideración de las mejores prácticas de la industria.

Que, conforme con el numeral 2 del literal B del artículo 7º de la Ley 2056 de 2020, corresponde a la Agencia Nacional de Hidrocarburos, como entidad adscrita al Ministerio de Minas y Energía, entre otras funciones, ejercer el seguimiento y control de los contratos y convenios para el desarrollo de actividades de exploración y producción de hidrocarburos, verificar la medición y monitoreo a los volúmenes de producción y el correcto desmantelamiento, taponamiento y abandono de pozos y facilidades.

Que el artículo 2º del Decreto número 3176 de 2002, establece el procedimiento para la presentación de los Proyectos de Producción Incremental ante la Dirección

de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía, con el fin de dar aplicación a la distribución escalonada de regalías de que trata el parágrafo 3º del artículo 16 de la Ley 756 de 2002, y en particular, lo referente a la definición de la Curva Básica de Producción, la descripción general del proyecto de producción incremental y sus términos de aplicación.

Que, el inciso primero del artículo 3.1.1.2.1. del Decreto número 1821 de 2020, define como volumen asociado a la producción incremental “...la totalidad del volumen de hidrocarburos producido que sea adicional al estipulado en la Curva básica de producción de los proyectos de producción incremental o de los contratos de producción incremental aprobados por la entidad competente, es decir, el volumen asociado a inversiones adicionales encaminadas a aumentar el factor de recobro del campo, como volumen incremental gozara de los beneficios estipulados en el parágrafo 3º del artículo 16 de la Ley 756 de 2002”.

Que, de conformidad con lo establecido en el inciso tercero del artículo 3.1.1.2.1. del Decreto número 1821 de 2020, el Ministerio de Minas y Energía ostenta la competencia reglamentaria sobre los términos y condiciones para la presentación y aprobación de los proyectos e inversiones encaminadas a generar producción incremental de hidrocarburos y las modificaciones de los contratos de producción incremental suscitadas después de la vigencia de la Ley 2056 de 2020.

Que, mediante Memorando 3-2025-020503 del 3 de junio de 2024, la Dirección de Hidrocarburos emitió concepto a la Oficina Asesora Jurídica, señalando la necesidad de expedir una nueva norma con el objetivo de definir lineamientos para la presentación y aprobación de los proyectos e inversiones encaminadas a generar volumen asociado a la producción incremental de hidrocarburos, resaltando como aspectos relevantes los siguientes:

“El proyecto de resolución tiene por objeto establecer los lineamientos para la solicitud, aprobación, ejecución, seguimiento, modificaciones y terminación de los Proyectos de Producción Incremental (PPI) y se incentivan beneficios adicionales con relación a los Derechos Económicos por Participación en la Producción (X%).

Esto como una de las medidas tendientes al aumento de las reservas de hidrocarburos en aras de garantizar la soberanía energética y la autosuficiencia en materia de abastecimiento de hidrocarburos para el consumo interno.

Esta medida, de carácter técnico económico, plantea la estimulación de inversiones para la aplicación de técnicas que permitan un desarrollo óptimo de la actividad extractiva de hidrocarburos, aumentando las reservas conjuntamente con el aumento de producción en un contexto responsable y garantizando la integridad y vida útil de los yacimientos hidrocarburíferos”.

Que, de acuerdo con el mencionado concepto técnico, para la aplicación de los señalados instrumentos normativos, tanto por parte de las entidades competentes como de la industria, se ha identificado la necesidad de establecer un instrumento regulatorio que propenda por el desarrollo de los Proyectos de Producción Incremental, con el fin de aumentar la producción y las reservas de hidrocarburos de manera responsable y de conformidad con el adecuado gerenciamiento de los yacimientos hidrocarburíferos. Para ello, se requiere la concurrencia y coordinación entre esta cartera Ministerial y la Agencia Nacional de Hidrocarburos, dando una señal regulatoria que impulse la inversión para obtener mejores resultados en cada uno de los procesos en la producción de hidrocarburos.

Que, en cumplimiento a lo dispuesto en el numeral 8 del artículo 8º de la Ley 1437 de 2011, en concordancia con lo establecido en las Resoluciones números 40310 y 41304 de 2017, el presente acto administrativo se publicó entre el 8 y el 26 de noviembre de 2024 y los comentarios recibidos de fueron analizados y resueltos en la matriz establecida para el efecto.

Que con el objeto de dar cumplimiento al artículo 7º 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 número 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, por lo anterior,

RESUELVE:

CAPÍTULO I

Disposiciones Generales

Artículo 1º. *Objeto.* Establecer los lineamientos técnicos y de aplicabilidad, para la aprobación, ejecución, seguimiento, modificación y terminación de los proyectos e inversiones encaminadas a generar producción incremental de hidrocarburos, que se formulen con posterioridad a la entrada en vigencia de la presente resolución.

Artículo 2º. *Ámbito de aplicación.* Los lineamientos contenidos en la presente resolución aplican a todas las personas, personas jurídicas o entidades que desarrollen proyectos e inversiones para la Producción Incremental en la ejecución de actividades de producción de hidrocarburos en el territorio nacional, en yacimientos convencionales continentales y costa afuera (en aguas someras, profundas y ultraprofundas), mediante Contratos o Convenios de Exploración, de Exploración y Producción, Exploración y Explotación o Contratos de Asociación y/o bajo cualquier figura jurídica, en concordancia con lo señalado en el artículo 4º de la presente resolución.

Parágrafo. En los casos en que se hayan aprobado por la autoridad competente proyectos e inversiones para la producción incremental y/o se hayan suscrito contratos de producción incremental, previo a la vigencia de la presente resolución, se mantendrán las condiciones pactadas.

Artículo 3º. *Definiciones.* Además de las definiciones establecidas en el Decreto número 1073 de 2015, en la Resolución número 40537 de 2024 y demás normas que las complementan o sustituyan, que regulan las actividades de exploración y producción de hidrocarburos, para la aplicación de la presente resolución, se tendrán en cuenta las siguientes definiciones:

Activo de Producción: grupo de pozos y facilidades de producción que la compañía contratista podrá administrar como una unidad de negocio, con una gestión contable y financiera independiente y, por tanto, diferenciable con respecto a otros activos de producción sin importar su estado de actividad. También se considerará activo de producción bajo su modelo operacional, como un proceso delimitado asociado a grupo de pozos, áreas de proceso y conexas, que permitan diferenciar la producción asociada a los mismos.

Área de Producción Inactiva: pozo o conjunto de pozos que, sin importar su propósito técnico (extraer, monitorear o servir para desarrollar actividades de recobro secundario o terciario) ha(n) acumulado de forma continua doce (12) meses calendario de inactividad. No se considerarán actividades que disminuyan este plazo, las siguientes: i) Toma de registro eléctricos o niveles de fluido en cualquiera de sus modalidades, ii) Prueba de presión, iii) Periodos de flujo o activación inferiores a doce (12) horas.

Área de Producción no Desarrollada: pozo o conjunto de pozos que ha(n) preservado las condiciones técnicas iniciales de desarrollo a cuando fue declarada o aprobada su comercialidad según sea el caso, y que son sujetos de mejora en su factor de recobro mediante cualquier actividad técnica (implementación técnica de recobro secundario y terciario y/o desarrollo de actividades de recompletamiento en pozos existentes). Esto es, aquella área en la cual no se ha ejecutado un plan de actividades que permita el drenaje de volúmenes identificados como extraíbles, al momento de su declaración o aprobación de comercialidad.

Contrato de Producción Incremental: de acuerdo con lo señalado en el Decreto número 3176 de 2002 o la norma que lo modifique o sustituya, son todos aquellos contratos que celebre Ecopetrol (hoy, Ecopetrol S. A.) con el objetivo de obtener Producción Incremental en campos en explotación. El área de un Contrato de Producción Incremental podrá involucrar más de un campo, caso en el cual, para efectos de liquidación de regalías se definirá la Curva Básica, la Producción Básica y la Producción Incremental individualmente por cada campo.

Curva Básica de Producción (Curva Básica o Curva Base): de acuerdo con lo señalado en el Decreto número 3176 de 2002 o la norma que lo modifique o sustituya, es el pronóstico de producción de un campo determinado, expresado en barriles de petróleo por día o pies cúbicos de gas por día, promedio mensual, al momento de su definición, sustentado en la proyección futura del comportamiento de los yacimientos que lo componen, las instalaciones de producción y de transporte, las prácticas y métodos de producción establecidos, el mercado existente y la eficiencia de la operación.

Derecho Económico por Concepto de Participación en la Producción (X %): retribución en dinero o en especie, a elección de la Agencia Nacional de Hidrocarburos o quien haga sus veces, ofrecida por los Contratistas, correspondiente a un porcentaje de la Producción Base, como contraprestación por la asignación del Área y el otorgamiento del Contrato, medida en el Punto de Fiscalización o de Medición Oficial, después de descontar el volumen de regalías. Sus términos y características se estipulan en el correspondiente negocio jurídico, con sujeción al Reglamento de Contratación para Exploración y Explotación de Hidrocarburos, aplicable a los Contratos y Convenios de Explotación o E&P administrados por la Agencia Nacional de Hidrocarburos, o quien haga sus veces.

Factor de Recobro: relación expresada en porcentaje, que existe de acuerdo con métodos reconocidos por la industria petrolera, entre el hidrocarburo que puede ser recuperado de un yacimiento y el hidrocarburo original existente en el mismo yacimiento (*Original Oil in Place*), según SPE-PRMS.

Fecha de Firmeza: fecha a partir de la cual adquiere firmeza el acto administrativo que aprueba el PPI.

Límite Económico de un Activo de Producción: tasa de producción de uno o varios pozos, más allá de la cual los flujos netos de caja de las operaciones de producción son negativos.

Límite Técnico de un Activo de Producción: momento último de la vida productiva de un activo de producción (pozo, campo o cualquier otro), en el cual no se tiene capacidad de producir o fluir bajo las condiciones mecánicas actuales.

Modificación: acto por el cual las Partes deciden variar parcialmente el proyecto e inversiones para la producción incremental que se encuentra en curso de ejecución, sin que con ello desaparezca el objeto principal del PPI.

Nuevas Reservas: cantidades de hidrocarburos descubiertos, recuperables y remanentes que se vuelven comerciales mediante la implementación de las actividades propuestas en el Proyecto de Producción Incremental por encima de la Curva Base.

Estas reservas deberán ser clasificadas como Recursos Contingentes en el último Informe de Recursos y Reservas anterior a la solicitud, o, en su defecto, aquellos volúmenes no identificados y reportados previamente en dicho informe.

Pozo Inactivo: pozo en perforación, perforado, terminado que no ha prestado ningún servicio o pozo terminado que ha prestado algún servicio, pero 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 doce (12) meses continuos.

Producción Básica: volumen de hidrocarburos producidos de un campo determinado, expresado en barriles de petróleo por día o pies cúbicos de gas por día, que se obtiene por debajo o hasta la Curva Básica de Producción.

Producción Incremental: de acuerdo con lo establecido en el artículo 18 de la Ley 2056 de 2020 o la norma que la modifique o sustituya, todo el volumen producido en un campo de hidrocarburos sobre el cual se hayan acometido inversiones adicionales encaminadas a aumentar el factor de recobro de los yacimientos existentes será considerado incremental.

Proyecto de Producción Incremental (PPI): de conformidad con lo dispuesto en el artículo 29 de la Ley 1753 de 2015 o la norma que la modifique o sustituya, se entiende por Proyecto de Producción Incremental aquel que incorpora nuevas reservas recuperables como consecuencia de inversiones adicionales que se realicen a partir de la fecha de promulgación de la presente ley, y las cuales se encuentren encaminadas a aumentar el factor de recobro de los yacimientos existentes.

Punto de Equilibrio Financiero (Break Even Point): momento (en este caso, refiérase al PPI), en el cual las inversiones realizadas para la ejecución del proyecto han sido recuperadas por la parte inversionista, dando como resultado el balance: “*Inversión menos Ingresos es igual a cero*”.

Recuperación Mejorada: petróleo o gas natural adicional obtenido, más allá de la recuperación primaria, al suplementar la energía natural del yacimiento. Esto incluye la recuperación secundaria (por ejemplo, la inyección de agua y el mantenimiento de presión), los procesos de recuperación terciaria (por ejemplo, recuperación térmica, inyección de gas miscible, inyección química, y otros tipos) y cualquier otro medio para mejorar los procesos naturales de recuperación del yacimiento.

Volumen Asociado a la Producción Incremental: para efectos de lo dispuesto en el artículo 18 de la Ley 2056 de 2020, se entiende por volumen asociado a la producción incremental, la totalidad del volumen de hidrocarburos producido que sea adicional al estipulado en la Curva básica de producción de los proyectos de producción incremental aprobados por la entidad competente, es decir, el volumen asociado a inversiones adicionales encaminadas a aumentar el factor de recobro del campo.

Este volumen será expresado en barriles de petróleo por día o pies cúbicos de gas natural por día.

CAPÍTULO II

Requisitos para la presentación de la solicitud, la evaluación y posterior aprobación o rechazo de proyectos de producción incremental (PPI)

Artículo 4º. Instrumentos contractuales en virtud de los cuales se podrán solicitar proyectos e inversiones para la producción incremental. Podrán presentar solicitud para proyectos e inversiones para la producción incremental quienes hayan suscrito algunos de los siguientes instrumentos contractuales:

- 1 Contratos de Asociación.
- 2 Contratos de Exploración y Explotación.
- 3 Contratos de Exploración y Producción.
- 4 Convenios de Explotación.
- 5 Convenios de Exploración y Producción.
- 6 Cualquier otra modalidad contractual que se desarrolle a futuro y que pueda encontrarse dentro del ámbito de aplicación de la presente resolución.

Artículo 5º. Condiciones para solicitar proyectos e inversiones para la producción incremental. Los proyectos e inversiones para la producción incremental deberán cumplir la totalidad de las siguientes condiciones, que serán evaluadas para determinar su aprobación:

- a) Aumento del Factor de Recobro (EUR) con respecto al actual, al momento de presentar la propuesta.
- b) Incorporación de nuevas Reservas en el campo o campos impactados con el Proyecto con referencia al último balance oficial de reservas.
- c) Aumento de la producción con respecto a la curva básica de producción pactada.

En estos casos, ha de considerarse que la variación sea positiva con referencia en su parámetro anteriormente calculado, cuando estén debidamente soportados bajo parámetros validados y aprobados por el Ente de Fiscalización.

Parágrafo. Para el cumplimiento del Factor de Recobro a futuro, dependiendo de la evaluación de los volúmenes de Original Oil in Place (OOIP) que haga el operador, si dicho volumen tiene una variación en el tiempo, el factor de recobro será reevaluado por la Agencia Nacional de Hidrocarburos o quien haga sus veces y podrá ser revisado conforme a los resultados técnicos y lineamientos de la presente resolución.

Artículo 6º. Contenido de la solicitud de propuesta para proyectos e inversiones para la producción incremental. El operador deberá allegar a la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), o quien haga sus veces, una propuesta detallada en donde se incluya, como mínimo, la siguiente información para los proyectos e inversiones para la Producción Incremental y que represente una promesa de valor en términos de reservas adicionales, de acuerdo con las condiciones señaladas en el artículo 5º de esta resolución:

a) Generalidades

El operador deberá incluir la información referente a ubicación geográfica y demás datos que considere relevantes y permita caracterizar e identificar particularidades del área donde se pretenda desarrollar el proyecto e inversiones para la Producción Incremental.

b) Componente de Geología y Geofísica del campo

1. Contexto geológico regional.
2. Geología del petróleo: información básica sobre roca generadora, rocas almacenadoras, roca sello, tipo de trampa, generación, migración, incluyendo la columna estratigráfica tipo del área.

3. Petrofísica: principales resultados de la última interpretación petrofísica, indicando: la fecha, parámetros usados en el estudio, cálculo de porosidades, permeabilidades, saturaciones de los fluidos, entre otros, de las formaciones involucradas dentro de las actividades objeto de la solicitud del PPI, e imagen de la interpretación petrofísica tipo, donde se involucren las variables calculadas, en el área de los pozos objeto de los trabajos que se estén proponiendo.

4. Correlación estructural y estratigráfica al tope de cada una de las formaciones involucradas dentro de las actividades objeto de la solicitud del PPI, incluyendo todos los pozos que se encuentran en el área objeto de los trabajos que se estén proponiendo (incluyendo los pozos objetivo).

5. Resultados de la última interpretación sísmica o reinterpretación, indicando la fecha y los mapas estructurales en profundidad al tope de las formaciones involucradas dentro de las actividades objeto de la solicitud del PPI.

c) Componente de Ingeniería de Yacimientos

1. Cálculo de volúmenes originales en sitio, indicando la metodología utilizada para los mismos.
2. Evolución y trazabilidad de los volúmenes objeto del proyecto e inversiones para la Producción Incremental, contenidos en los reportes históricos del Índice de Incorporación de Reservas.
3. Estado mecánico actualizado de los pozos que tengan relación directa con las actividades incrementales propuestas.
4. Curva de presiones del campo o área a intervenir con el desarrollo del proyecto e inversiones para la Producción Incremental, al momento en que se postula este.

d) Información de producción y de reservas del campo (en formato suministrado por la Agencia Nacional de Hidrocarburos o quien haga sus veces):

1. Historia de producción pozo a pozo, para los pozos objeto de la solicitud del PPI. Se deberá presentar tanto en tablas de Excel en formato requerido para la carga en bases de datos de software de análisis de producción, como en forma gráfica, resaltando los principales hitos del campo que permitan un mejor entendimiento de su evolución.

2. Mapas de burbuja por unidad productora, haciendo especial detalle en las áreas de la propuesta. Indicar escala del mapa y conservar escalamiento de la imagen.

3. Estimación de reservas del campo por diferentes métodos tales como: curvas de declinación al límite económico y al límite técnico, balance de materiales y modelos de simulación.

4. Evolución de los volúmenes de recursos y reservas en el tiempo desde el inicio de la explotación hasta el momento de la solicitud del Proyecto de Producción Incremental.

5. Historia de presiones del campo que permita observar el comportamiento por patrones, bloques, formación, etc., involucrados dentro de la solicitud de PPI, indicando el año de adquisición de la lectura de presión.

6. Si se dispone de modelos de simulación, se deberán suministrar los resultados de las corridas de simulación de yacimientos en formato Excel para los siguientes escenarios:

6.1. Corrida caso base.

6.2. Corrida caso base más incremental por cada actividad asociada al PPI.

7. Factor de recobro actual del campo y el factor de recobro último esperado una vez se implemente el PPI.

e) Componente de Producción y Facilidades

Modelo Operacional que considere un análisis nodal integrado y sus resultados, a través del Plan de manejo de producción acorde al desarrollo del proyecto e inversiones para la producción incremental.

f) Curva Base de Producción y Reservas Incrementales

1. Pronósticos de producción de los fluidos del campo, con corte al límite técnico.

2. Análisis de declinación para el establecimiento de la Curva Base de Producción, teniendo en cuenta el mecanismo de producción en la definición de esta, bajo las consideraciones ARPS.

3. Curva de producción incremental propuesta.

g) Inversión del Proyecto

En relación con las actividades contempladas en el proyecto, se deberá presentar una estimación de la inversión asociada a cada una de las actividades, junto con el volumen objetivo, una descripción general de los trabajos a ejecutar y una fecha estimada de ejecución. No obstante, el operador podrá ajustar el nivel de detalle según el grado de avance del proyecto y podrá asociar la información complementaria que considere pertinente para una mejor compresión de los alcances de los objetivos del proyecto, en cumplimiento a lo señalado en el artículo 5º de esta resolución.

h) Cronograma de ejecución

Se deberá presentar un cronograma tentativo de ejecución que incluya los principales hitos del proyecto, así como una estructura de seguimiento que permita evaluar el avance frente a dichos hitos. Este cronograma podrá ser ajustado únicamente en caso de que las actividades contempladas presenten inconvenientes para su ejecución, no puedan llevarse a cabo o exista una reevaluación de la curva básica. El nuevo cronograma será presentado ante la Agencia Nacional de Hidrocarburos o quien haga sus veces dentro de los informes periódicos establecidos y este será considerado y aprobado siempre que se sostiene con la debida justificación técnica y operativa que demuestre su pertinencia en el contexto del proyecto.

i) Estimación de Evaluación Financiera del Proyecto

Resultados financieros con los *drivers* utilizados en el modelo.

Parágrafo 1º. La Agencia Nacional de Hidrocarburos o quien haga sus veces, establecerá las condiciones, medios virtuales u otros, y los formatos necesarios para entrega de la información aquí citada, aplicando los principios de eficiencia para el proceso y atendiendo lo dispuesto en el parágrafo 4º del artículo 51 de la Resolución número 40537 de 2024 o aquella norma que la modifique o sustituya.

Parágrafo 2º. Se prescindirá de la obligatoriedad de acometer la totalidad de las inversiones estimadas de que tratan los literales g) e i) del presente artículo, siempre que se demuestre el cumplimiento de los requisitos establecidos en el artículo 5º.

Artículo 7º. *Establecimiento de la Curva Básica de Producción.* Para establecer la curva base del proyecto e inversiones para la Producción Incremental, el operador deberá incluir en su propuesta la siguiente información:

1. Inventario de los pozos existentes, junto con su clasificación (activos, inactivos, suspendidos temporalmente y abandonados), identificando según sean productores, inyectores, de disposición o de monitoreo.

2. Relación específica de los pozos en la Curva Básica, los cuales harán parte del proyecto e inversiones para la producción incremental, para la evaluación y aprobación de la Agencia Nacional de Hidrocarburos o quien haga sus veces.

3. Proponer una curva de producción base para la evaluación y aprobación de la Agencia Nacional de Hidrocarburos o quien haga sus veces, que estará compuesta por el aporte de todos los pozos (activos, inactivos y suspendidos temporalmente) que hagan parte del proyecto e inversiones para la producción incremental, a partir de un pronóstico de producción de petróleo y/o gas por pozo hasta el límite técnico. La sumatoria del pronóstico de todos los pozos constituye la curva básica de producción. En lo referente a los pozos inactivos y suspendidos temporalmente que se incluyan en el Proyecto de Producción Incremental, el operador deberá presentar un cronograma indicando la fecha estimada de reactivación de dichos pozos y el tipo de trabajo a ejecutar. Se entiende que una vez reactivados, la producción de los pozos inactivos y suspendidos temporalmente podrán constituir producción básica o volumen asociado a la producción incremental, dependiendo del estado de cumplimiento de la curva básica, esto es, el volumen obtenido de estos pozos podrá ser considerado como volumen asociado a la producción incremental en caso de haber cumplido la producción básica pactada al momento de su entrada en operación, y será liquidada con la regalía aplicable según se clasifique. La oficialización de la incorporación del pronóstico de dichos pozos en la Curva Básica de Producción se efectuará una vez entre condiciones estabilizadas de flujo y producción.

4. Implementar las mejores prácticas internacionales de la industria del petróleo y del gas, tendientes a garantizar el máximo aprovechamiento y drenaje de los volúmenes existentes, con los pozos existentes al momento de ser aprobado el PPI. El abandono de cualquiera de estos pozos que pertenezcan al PPI, deberá ser soportado técnicamente de manera individual por pozo ante la Agencia Nacional de Hidrocarburos o quien haga sus veces, y su aprobación estará supeditada a: i) fallas severas de integridad que no sean corregibles para el estado mecánico actual, ii) pérdida irrecuperable de la condición de flujo o productividad, iii) riesgo ambiental inminente en virtud de su ubicación geográfica o espacial que exponga la vida de las personas, el medio ambiente o la seguridad de los procesos. En tales casos el operador podrá solicitar la revisión de la Curva Básica.

5. La curva base será establecida por campo de producción o área dentro de éste, y no por contrato o convenio. Una vez aprobada la Curva Básica de Producción en los Proyectos de Producción Incremental, ésta sólo podrá ser modificada previa solicitud motivada por el operador para evaluación y aprobación de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, o quien haga sus veces.

Parágrafo 1º. El Operador deberá hacer uso en la estructuración y definición de la propuesta de Curva Básica, de al menos una de las siguientes metodologías: análisis de declinación histórica, análisis nodal o simulaciones dinámicas.

Parágrafo 2º. La Agencia Nacional de Hidrocarburos, o quien haga sus veces, podrá solicitar información adicional que se requiera para la evaluación y aprobación de la curva básica de producción.

Parágrafo 3º. Podrá variar la Curva Básica al darse alguno de los siguientes cambios que impacten el proyecto:

1. El operador podrá abandonar los pozos inactivos que a su juicio requieran abandono definitivo, cumpliendo con las disposiciones y normatividad vigentes para tal efecto, sin que esto afecte la Curva Básica.

2. Pozos de alto riesgo o inversiones no rentables financieramente podrán ser excluidos del PPI.

3. Si al observarse pérdida de productividad, cambios significativos en el comportamiento del yacimiento, eventos operacionales, fallas críticas en pozos, fallas repetitivas u otra de índole técnico, que impacte negativamente el comportamiento de producción, el operador podrá solicitar la revisión específica de dicho caso a la Agencia Nacional de Hidrocarburos o quien haga sus veces, y de proceder, se ajustaría la Curva Básica de Producción.

Artículo 8º. *Evaluación y aprobación del proyecto e inversiones para la Producción Incremental.* Una vez presentada la solicitud de aprobación del proyecto e inversiones para la Producción Incremental ante la Agencia Nacional de Hidrocarburos, o quien haga sus veces, la Entidad tendrá como máximo quince (15) días hábiles para solicitar aclaraciones, complementaciones, correcciones y cualquier otro ajuste.

En caso de requerirse aclaración o complementación, la solicitud de aprobación deberá subsanarse dentro de los diez (10) días hábiles siguientes a la comunicación del requerimiento, so pena de rechazo, salvo la presentación de razones que justifiquen el incumplimiento del término señalado. Una vez se cuente con la información que soporte la solicitud del proyecto, se tendrá un plazo máximo de quince (15) días hábiles para emitir aprobación o rechazo del mismo mediante acto administrativo.

La Curva Básica de un proyecto aplicará a partir de la fecha de firmeza de la resolución que apruebe el PPI, fecha a partir de la cual el operador tendrá treinta (30) días hábiles para iniciar la ejecución del cronograma de actividades contempladas en el proyecto e inversiones para la Producción Incremental aprobado.

Parágrafo. La Agencia Nacional de Hidrocarburos, o quien haga sus veces, tendrá como parámetro de control para aprobar y mantener vigente el proyecto e inversiones para la Producción Incremental, la variación positiva del Índice de Incorporación de Reservas entre mediciones anuales (siendo estas, Reservas 2P), o cuando menos, diferencia neutra "o cero", calculándose este a partir de la siguiente razón matemática:

$$IIR = NR \pm EV + EOR - P$$

$$\Delta(IIR) = IIR_{actual} - IIR_{anterior} \geq 0$$

0

Donde estas variables, producto de la implementación del PPI, se definen como sigue:

IIR: Índice de Incorporación de Reservas

NR: Nuevas Reservas

EV: Evaluaciones o reevaluaciones de Reservas

EOR: Incorporaciones por Recobro Mejorado

P: Producción

(IIR): Variación del Índice de Incorporación de Reservas

Todas estas variables, medidas en Millones de Barriles de Petróleo Equivalente.

CAPÍTULO III

Incentivo a la producción incremental a partir de la aplicación de beneficio al derecho económico por concepto de participación en la producción (X%)

Artículo 9º. *Reducción en el Derecho Económico por Concepto de Participación en la Producción (X%).* Sin perjuicio de otros beneficios aplicables, la Agencia Nacional de Hidrocarburos o quien haga sus veces, en el marco de sus funciones y competencias, establecerá un mecanismo que incorpore el reconocimiento del beneficio, basado en la reducción en el derecho económico por concepto de participación en la producción (X%) al volumen asociado a la producción incremental por encima de la curva base pactada, a aquellos contratos y/o convenios que consideren dicho derecho económico, teniendo en cuenta las condiciones establecidas en el artículo 5º de la presente resolución.

Parágrafo 1º. Para acceder a este beneficio el operador deberá presentar un proyecto de producción incremental, cuya característica diferencial será la aplicación de la reducción en el Derecho Económico por Concepto de Participación en la Producción (X%), en los contratos y/o convenios que apliquen, en el marco del procedimiento definido en la presente resolución.

Parágrafo 2º. La Agencia Nacional de Hidrocarburos o quien haga sus veces definirá la metodología, los lineamientos operativos y condiciones aplicables para la implementación del beneficio contemplado en el presente artículo. Dicha metodología se deberá establecer de manera clara y detallada, teniendo en cuenta el cumplimiento de las condiciones previstas en el artículo 5º de esta resolución.

Parágrafo 3º. Podrá considerarse la recuperación de este beneficio en especie (en volumen) a descontar en el punto de fiscalización, o en dinero, de los montos fiscales a pagar a la Agencia Nacional de Hidrocarburos o quien haga sus veces.

CAPÍTULO IV

Otras Disposiciones

Artículo 10. *Registro de nuevos volúmenes.* Si para el momento de emitir el Informe de Recursos y Reservas se ha identificado la viabilidad de presentar un proyecto e inversiones para la Producción Incremental para evaluación de la Agencia Nacional de Hidrocarburos o quien haga sus veces, el Operador deberá reportar dichos volúmenes como Recursos Contingentes.

Parágrafo. El Operador deberá reportar los volúmenes asociados a Proyectos de Producción Incremental en el correspondiente Informe de Recursos y Reservas de la anualidad en que se cuente con el Proyecto debidamente aprobado y en ejecución, y registrar y mantener dicha novedad en los informes de seguimiento.

Artículo 11. *Reporte de información semestral.* El operador deberá presentar a la Agencia Nacional de Hidrocarburos, o quien haga sus veces, semestralmente, un reporte que describa las inversiones realizadas, actividades ejecutadas y resultados obtenidos.

Parágrafo. El informe semestral de seguimiento deberá contener el análisis técnico - económico de resultados, comparaciones en cuanto a la variación del comportamiento esperado y obtenido en la producción de la Curva Básica y volumen asociado a la producción incremental, indicadores o índices de producción y manejo de agua de producción, y gestión de emisiones, en procura de la eficiencia operativa y reducción de costos.

Artículo 12. *Modificaciones al proyecto e inversiones para la Producción Incremental.* Cualquier modificación al proyecto e inversiones para la Producción Incremental inicialmente aprobado, deberá ser presentada previamente por el Operador, mediante escrito radicado, con la debida justificación, para la evaluación de las condiciones y requisitos exigidos en la presente resolución y aprobación o rechazo por parte de la Agencia Nacional de Hidrocarburos o quien haga sus veces.

Parágrafo. La Agencia Nacional de Hidrocarburos o quien haga sus veces, determinará en su evaluación si la modificación propuesta corresponde a un nuevo proyecto o inversión o si se trata de la continuación del inicialmente aprobado y, de ser técnicamente necesario, el ajuste correspondiente a la Curva Básica.

Artículo 13. *Suspensión del proyecto e inversiones para la producción incremental aprobado y en ejecución.* Se podrá contemplar la suspensión de términos de ejecución o cumplimiento del proyecto e inversiones para la producción incremental, debido a justificaciones técnicas o de mercado que motiven la revisión de lo pactado.

La Agencia Nacional de Hidrocarburos o quien haga sus veces, contará con un plazo de quince (15) días hábiles para evaluar la solicitud de suspensión de ejecución y/o de cumplimiento del proyecto. En caso de que no sea posible cumplir con dicho plazo por razones justificadas, se podrá prorrogar hasta por el doble del tiempo estipulado inicialmente para esta evaluación.

Parágrafo. En caso de proceder la suspensión de ejecución y/o de cumplimiento del proyecto e inversiones para la producción incremental, consecuentemente se suspenderá el beneficio aplicable como regalías escalonadas o reducción del derecho económico por concepto de participación en la producción (X%), siempre y cuando la producción se encuentre por debajo de la curva base pactada, para lo cual, la Agencia Nacional de Hidrocarburos, o quien haga sus veces, deberá hacer las liquidaciones correspondientes durante el período aplicable.

Artículo 14. *Revisión del proyecto e inversiones para la producción incremental.* El proyecto e inversiones para la producción incremental será revisado conjuntamente por el Operador y la Agencia Nacional de Hidrocarburos, o quien haga sus veces, cada cinco (5) años o cada vez que se requiera, derivado de una solicitud modificatoria o la necesidad de revisión de alguna condición o situación evidenciada en el proyecto, presentada por el Operador o por la Agencia Nacional de Hidrocarburos o quien haga sus veces.

Artículo 15. *Causales de terminación de proyectos e inversiones para la producción incremental.* El Proyecto de Producción Incremental podrá darse por terminado, previa aprobación de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, o quien haga sus veces, en los siguientes eventos:

1. Cuando el operador no realice inversiones adicionales encaminadas a la obtención de volúmenes asociados a la producción incremental y la producción esté por debajo de la curva básica pactada.

2. Por solicitud motivada del operador ante la Agencia Nacional de Hidrocarburos, o quien haga sus veces, que acredite una imposibilidad de orden técnico o económico que haga inviable la continuación de la ejecución del proyecto o inversión.

Parágrafo. Para el caso señalado en el numeral 2 del presente artículo, el operador deberá presentar en un plazo máximo de quince (15) días posteriores a la solicitud, un informe final que relacione la totalidad de las inversiones ejecutadas, actividades realizadas y resultados obtenidos, de manera detallada e individualizada por pozo y campo.

Artículo 16. *Vigencia.* La presente resolución rige a partir de la fecha de su publicación en el *Diario Oficial*.

Publíquese y cúmplase.

7 de noviembre de 2025

El Ministro de Minas y Energía,

Edwin Palma Egea.

(C. F.)

MINISTERIO DE VIVIENDA, CUIDAD Y TERRITORIO

DECRETOS

DECRETO NÚMERO 1189 DE 2025

(noviembre 12)

por el cual se efectúa un nombramiento ordinario.

El Presidente de la República de Colombia, en ejercicio de sus facultades constitucionales y legales, en especial las conferidas en el numeral 13 del artículo 189 de la Constitución Política, el artículo 2.2.5.1.1 del Decreto número 1083 de 2015, modificado por el artículo 1º del Decreto número 648 de 2017, y

DECRETA:

Artículo 1º. *Nombramiento.* Nombrar a partir de la fecha con carácter ordinario a la doctora Ruth Maritza Quevedo Fique, identificada con cédula de ciudadanía número 52446633, en el empleo de Viceministro, Código 0020, del Despacho del Viceministro de Agua y Saneamiento Básico, empleo de libre nombramiento y remoción de la planta de personal del Ministerio de Vivienda, Ciudad y Territorio.

Artículo 2º. *Comunicación.* El presente Decreto se comunicará, a través del Grupo de Talento Humano de la Secretaría General del Ministerio de Vivienda, Ciudad y Territorio.

Artículo 3º. *Vigencia.* El presente decreto rige a partir de la fecha de su expedición.

Publíquese, comuniqúese y cúmplase.

Dado en Bogotá, D. C., a 12 de noviembre de 2025.

GUSTAVO PETRO URREGO

La Ministra de Vivienda, Ciudad y Territorio,

Helga María Rivas Ardila.

MINISTERIO DE TECNOLOGÍAS Y DE LA INFORMACIÓN Y LAS COMUNICACIONES

DECRETOS

DECRETO NÚMERO 1192 DE 2025

(noviembre 12)

por el cual se modifican los artículos 2.23.9 y 2.230.17 y se deroga el artículo 2.2.30.10, del Decreto número 1078 de 2015, y se dictan otras disposiciones relativas al despliegue de infraestructura de telecomunicaciones.

El Presidente de la República de Colombia, en ejercicio de sus facultades constitucionales y legales, en especial las que le confieren el numeral 11 del artículo 189 de la Constitución Política, el inciso segundo del artículo 193 de la Ley 1753 de 2015, y

CONSIDERANDO:

Que el artículo 193 de la Ley 1753 de 2015, modificado por el artículo 147 de la Ley 2294 de 2023, dispone que el Ministerio de Tecnologías de la Información y las Comunicaciones, con el apoyo de la CRC y observando el principio de autonomía territorial, reglamentará un procedimiento único para el despliegue de infraestructura de telecomunicaciones, incluyendo requisitos únicos, instancias y tiempos del procedimiento, el cual será de obligatorio cumplimiento para las entidades territoriales, a fin de garantizar el acceso de la población a los servicios públicos soportados en dicha infraestructura.

Que en desarrollo de dicho mandato legal, mediante el Decreto número 1031 de 2024 se adicionó el Título 30 a la Parte 2 del Libro 2 del Decreto número 1078 de 2015 -Decreto Único Reglamentario del Sector TIC-, estableciendo el Procedimiento Único de Despliegue de Redes e Infraestructura de Telecomunicaciones, aplicable en todo el territorio nacional.

Que el mencionado Decreto número 1078 de 2015, en su artículo 2.2.30.9, estableció que el solicitante debería presentar ante la entidad territorial competente a través del Portal Único de que trata el artículo 2.2.30.10, el Formulario único de solicitud de autorización para el despliegue de redes e infraestructura de telecomunicaciones.

Que el Decreto número 1078 de 2015, en su artículo 2.2.30.10, otorgó un plazo de 18 meses, para que el Ministerio de Tecnologías de la Información y las Comunicaciones implementara el Portal Único de presentación y seguimiento de solicitudes de autorización para el despliegue de redes e infraestructura de telecomunicaciones.

Que el Decreto número 1078 de 2015, en su artículo 2.2.30.17, otorgó un plazo de doce (12) meses, contados a partir de la entrada en vigor del referido Título 30, para que los proveedores de redes y servicios de telecomunicaciones solicitaran la regularización de las infraestructuras de telecomunicaciones ya instaladas que carecieran de autorización previa de la autoridad competente, cumpliendo las condiciones allí previstas.