

Memoria Justificativa del proyecto de Acuerdo xx del 2026

“Por el cual se establecen los lineamientos, metodologías y condiciones para el reconocimiento del beneficio de reducción del derecho económico de participación en la producción (X%) y se dictan otras disposiciones”

Pág. 1 de 45

Contenido

1. Introducción.....	3
2. Información General del Acuerdo	4
3. Antecedentes y Razones de Oportunidad y Conveniencia que justifican su expedición	8
3.1. Antecedentes normativos y de política pública	8
3.2. Proyectos de PPI en la actualidad	11
3.3. Resolución MME 40530 de 2025.....	12
3.4. Procedimiento actual para el cálculo de X de participación.....	14
3.5. Diagnóstico sobre la necesidad de implementación de la medida	15
3.6. Consulta pública – Comentarios.....	17
3.7. Consulta ante la superintendencia de Industria y comercio.	18
4. Ámbito de aplicación y sujetos a los que va dirigido.....	18
5. Fundamento Jurídico	20
5.1. Análisis de las normas que otorgan la competencia para la expedición del proyecto normativo.....	20
5.2. Disposiciones derogadas, subrogadas, modificadas, adicionadas o sustituidas y su vigencia.	23
5.3. Revisión y análisis de la jurisprudencia que tenga impacto o sea relevante para la expedición del proyecto normativo	23
5.4. Otros aspectos operativos y jurídicos relevantes	25
5.4.1. El reconocimiento del beneficio de reducción del X regulado en el Acuerdo no altera el beneficio económico esperado por parte del Estado, ni condiciones de adjudicación del contrato	25
5.4.2. El beneficio opera de manera exclusiva para proyectos que se presente de manera posterior a la vigencia del Acuerdo	28
5.4.3. Aplicación del principio de proporcionalidad en la Metodología del cálculo de la disminución del X de participación.....	29
5.4.4. Trámite y actos Administrativos a desarrollar con ocasión de la validación del acceso al beneficio	34

Memoria Justificativa del proyecto de Acuerdo xx del 2026

“Por el cual se establecen los lineamientos, metodologías y condiciones para el reconocimiento del beneficio de reducción del derecho económico de participación en la producción (X%) y se dictan otras disposiciones”

Pág. 2 de 45

5.4.5. Compatibilidad de beneficio de reducción del X% de participación con otros beneficios	35
6. Impacto Económico	38
6.1. Impacto positivo de la inversión en el marco de la Implementación del PPI	38
6.1. Impacto en el recaudo por concepto derechos económicos X de participación ...	39
6.2. Beneficio en aumento de recaudo de regalías	40
6.3. Impacto económico de la medida en la soberanía energética (reservas – factor de recobro)	40
7. Viabilidad o disponibilidad presupuestal	41
8. Impacto medioambiental o sobre el patrimonio cultural de la Nación	42
9. Estudios Técnicos que sustentan el proyecto normativo	44

Memoria Justificativa del proyecto de Acuerdo xx del 2026

“Por el cual se establecen los lineamientos, metodologías y condiciones para el reconocimiento del beneficio de reducción del derecho económico de participación en la producción (X%) y se dictan otras disposiciones”

Pág. 3 de 45

1. Introducción

El presente documento tiene como propósito justificar y sustentar integralmente, desde una perspectiva jurídica, técnica y económica, la expedición del Acuerdo mediante el cual se desarrolla lo dispuesto en el artículo 9 de la Resolución 40530 de 2025 del Ministerio de Minas y Energía, en el cual se establece que la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) definirá los lineamientos, metodologías y condiciones para el reconocimiento del beneficio consistente en la reducción del derecho económico por concepto de participación en la producción (X%), aplicable exclusivamente a los volúmenes incrementales derivados de la implementación de Proyectos de Producción Incremental (PPI). En este sentido, la expedición del presente Acuerdo no solo desarrolla una habilitación normativa expresa, sino que constituye un presupuesto necesario para la operatividad efectiva del incentivo previsto en la citada disposición.

En este marco, el incentivo se configura como un mecanismo de carácter condicionado y no automático, cuya aplicación se encuentra supeditada a la presentación, evaluación y aprobación de nuevos PPI conforme las reglas establecidas en la citada resolución. En consecuencia, su reconocimiento no tiene efectos retroactivos, ni constituye un derecho adquirido, sino que depende de decisiones de inversión adoptadas bajo el marco metodológico y procedimental vigente, así como de la verificación efectiva de la producción incremental atribuible a dichas inversiones. En este sentido, el beneficio solo se materializa respecto de proyectos estructurados y ejecutados bajo estas condiciones, lo que justifica su delimitación a iniciativas presentadas con posterioridad a la entrada en vigencia del presente Acuerdo.

La regulación propuesta tiene como objeto establecer las condiciones técnicas y jurídicas bajo las cuales se aplicará dicho beneficio, garantizando su estricta vinculación a la producción incremental que supere la curva básica de producción. De igual forma, desarrolla los criterios de identificación, medición, trazabilidad técnica, verificabilidad y control del volumen incremental, asegurando la correcta aplicación del incentivo. De esta manera, se preserva la coherencia con el diseño normativo de la Resolución 40530 de 2025, en armonía con el marco vigente en materia de regalías, contratos de hidrocarburos y fiscalización.

Así mismo, la expedición de este Acuerdo responde a la necesidad adecuar el esquema contractual vigente para permitir la diferenciación económica entre la producción base y la producción incremental, en la medida en que el modelo actual no contempla tal

Memoria Justificativa del proyecto de Acuerdo xx del 2026

“Por el cual se establecen los lineamientos, metodologías y condiciones para el reconocimiento del beneficio de reducción del derecho económico de participación en la producción (X%) y se dictan otras disposiciones”

Pág. 4 de 45

distinción para efectos del pago del derecho económico de participación en la producción. En este sentido, la medida propuesta se configura como un instrumento habilitante de carácter operativo y contractual, orientado a materializar los incentivos previstos en la política sectorial, reducir barreras a la inversión y asegurar un equilibrio entre la promoción de la inversión y la adecuada participación del Estado en la renta derivada de la explotación de los recursos naturales no renovables, promoviendo así la incorporación de reservas adicionales bajo condiciones económicamente viables.

De manera complementaria, el presente Acuerdo se alinea con los principios y recomendaciones en materia de política regulatoria promovidos por la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos, particularmente en lo relativo a la mejora de la calidad normativa, la transparencia y la toma de decisiones basada en la evidencia. En este sentido, la definición de una metodología clara, objetiva y verificable para la aplicación del incentivo reduce la discrecionalidad administrativa, fortalece la seguridad jurídica y mejora la predictibilidad del entorno regulatorio, generando condiciones más favorables para los agentes del sector.

En consecuencia, el Acuerdo se enmarca en una estrategia orientada a incentivar la inversión en técnicas de recuperación secundaria y terciaria, optimizar el factor de recobro, extender la vida útil de los activos productivos y asegurar el aprovechamiento eficiente de los recursos naturales no renovables. Así mismo, contribuye a alinear los incentivos económicos con los objetivos de política pública del sector hidrocarburos, bajo criterios de eficiencia económica, control institucional y buena gobernanza regulatoria. Lo anterior favorece el fortalecimiento de la sostenibilidad fiscal, mediante el aumento del recaudo asociado a la producción incremental, sino también al cumplimiento de los objetivos de seguridad y soberanía energética del país, en un contexto de madurez de los campos y necesidad de maximizar el valor del recurso en el subsuelo.

2. Información General del Acuerdo

- **Fecha de sesión de Consejo Directivo en la que se sometió el Acuerdo para aprobación definitiva del Acuerdo:** Sesión ordinaria No. 05, celebrada el XX de XXXX de 2026, en ejercicio de las competencias atribuidas a dicho órgano como instancia de dirección y administración de la entidad, de conformidad con lo previsto en el Decreto Ley 4137 de 2011, el Decreto 714 de 2012 y el acuerdo 2 de 2026, en

Memoria Justificativa del proyecto de Acuerdo xx del 2026

“Por el cual se establecen los lineamientos, metodologías y condiciones para el reconocimiento del beneficio de reducción del derecho económico de participación en la producción (X%) y se dictan otras disposiciones”

Pág. 5 de 45

particular aquellas relacionadas con la adopción de reglas, criterios y lineamientos en materia contractual y de administración de los recursos hidrocarburíferos de la Nación.

- **Periodo de publicación a comentarios:** En cumplimiento de lo dispuesto en el numeral 8 del artículo 8 de la Ley 1437 de 2011, *“Por la cual se expide el Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo”* y en observancia de los principios de publicidad, transparencia y participación que rigen la función administrativa, tras la aprobación para la publicación a comentarios en sesión No 04 celebrada el día XX de XXXXXX de 2026, el Acuerdo se publicó en la página web de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) en el apartado *“Proyectos de Normatividad”* (<https://www.anh.gov.co/es/normatividad2/proyectos-de-normatividad/>). El período de comentarios fue de quince (15) días calendario, desde el XX de XXXXX al XX de XXXX de 2026.

Este proceso se adelantó en concordancia con lo previsto en el Acuerdo 02 de 2026, particularmente con lo establecido en su artículo 10, según el cual los proyectos de Acuerdo deben estar acompañados de una memoria justificativa que contenga su sustento técnico y jurídico, así como la exposición de sus antecedentes, necesidad, alcance e impactos.

En desarrollo de lo anterior, se garantizó la participación de los agentes del sector y de la ciudadanía en general, así como la trazabilidad, análisis y respuesta motivada a las observaciones recibidas, las cuales fueron evaluadas e incorporadas en lo procedente, en el texto definitivo del proyecto normativo. La respuesta consolidada a los comentarios fue publicada en XX de XXX de 2026.

- **Información sobre Abogacía de la Competencia:** En cumplimiento de lo previsto en el artículo 2.2.2.30.5 del Decreto 1074 de 2015, la ANH verificó el cuestionario establecido en la Resolución 44649 de 2010 de la Superintendencia de Industria y Comercio, con el fin de determinar si el proyecto de acto administrativo tiene incidencia sobre la libre competencia en los mercados. Como resultado de dicho análisis, se concluyó que las disposiciones contenidas en el presente Acuerdo no generan restricciones indebidas, barreras de entrada, ni ventajas competitivas asimétricas, por lo cual no se requiere adelantar el trámite de consulta ante la Delegatura para la Protección de la Competencia de la Superintendencia de Industria y Comercio.

Memoria Justificativa del proyecto de Acuerdo xx del 2026

“Por el cual se establecen los lineamientos, metodologías y condiciones para el reconocimiento del beneficio de reducción del derecho económico de participación en la producción (X%) y se dictan otras disposiciones”

Pág. 6 de 45

- **Naturaleza del acto administrativo:** El presente Acuerdo constituye un acto administrativo de carácter general, expedido por el Consejo Directivo de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), en ejercicio de las competencias previstas en los artículos 4 y 8 del Decreto Ley 4137 de 2011 y en el artículo 5 del Decreto 714 de 2012, particularmente en lo relativo a la adopción de lineamientos, la definición de condiciones técnicas y económicas y la administración de los contratos de exploración y producción de hidrocarburos y conforme a las reglas de funcionamiento del Consejo Directivo de la ANH establecidas en el Acuerdo 02 de 2026.

2.1. Contenido del Acuerdo

El proyecto de Acuerdo desarrolla lo dispuesto en el artículo 9 de la Resolución 40530 de 2025, estableciendo el marco técnico, económico y contractual para la aplicación del beneficio basado en la reducción en el derecho económico por concepto de participación en la producción (X%) sobre los volúmenes incrementales generados en los campos como consecuencia de la ejecución de un Proyectos de Producción Incremental (PPI).

En este sentido, el Acuerdo define las condiciones de acceso, la metodología para determinar la producción incremental a partir de la curva base y los mecanismos de medición, verificación y control, garantizando la trazabilidad entre las inversiones y los volúmenes adicionales generados.

Así mismo, precisa la diferenciación entre producción base e incremental en los campos en los cuales se implementen los PPI, asegurando que el incentivo opere exclusivamente sobre esta última, y establece las reglas para su implementación en el marco de los contratos de exploración y producción.

En conjunto, estas disposiciones configuran un esquema operativo que permite la implementación efectiva del incentivo, bajo criterios de objetividad, verificabilidad y transparencia, garantizando la adecuada participación del Estado en la renta derivada de la explotación de los recursos hidrocarburíferos.

En concordancia con lo anterior, el Acuerdo se estructura en los siguientes componentes:

- **Objeto.** El objeto de acuerdo es establecer los lineamientos, metodología y condiciones para la solicitud y aplicación del beneficio de reducción en el derecho

Memoria Justificativa del proyecto de Acuerdo xx del 2026

“Por el cual se establecen los lineamientos, metodologías y condiciones para el reconocimiento del beneficio de reducción del derecho económico de participación en la producción (X%) y se dictan otras disposiciones”

Pág. 7 de 45

económico de participación en la producción (X%), conforme a lo dispuesto en la Resolución 40530 de 2025.

- **Ámbito de Aplicación.** El acuerdo aplica exclusivamente a contratos y convenios de hidrocarburos vigentes suscritos y administrados por la ANH que contemplen el pago del derecho económico (X%).
- **Definiciones.** Se precisan conceptos clave como el beneficio de reducción del derecho económico, la solicitud y la aplicación del beneficio. Reitera que su reconocimiento está condicionado a la verificación de producción incremental por encima de la curva básica, por lo que es imposible aplicarlo sobre la producción base y opera exclusivamente sobre el volumen incremental.
- **Acogimiento.** Se indica que los contratistas o titulares pueden acceder al beneficio mediante la presentación de una solicitud formal y la suscripción de un otrosí que incorpore el beneficio y el anexo técnico al contrato.
- **Requisito previo del beneficio.** El acuerdo señala que, en el acto de aprobación del proyecto de producción incremental, la ANH dejará constancia del acceso potencial al beneficio, el cual en todo caso tiene carácter condicionado. Únicamente se aprobarán PPI orientados a acometer inversiones adicionales a las que el contratista deba realizar en la ejecución ordinaria de su contrato.
- **Requisitos para la aplicación del beneficio.** Se definen tres condiciones acumulativas para acceder al beneficio: (i) aprobación del proyecto de producción incremental, (ii) implementación efectiva del mismo, y (iii) verificación oficial de la producción incremental por encima de la curva básica producto de la implementación de un proyecto. La ANH solo reconocerá el beneficio cuando estos requisitos estén plenamente acreditados.
- **Aplicación del beneficio.** El acuerdo dispone que, una vez cumplidos los requisitos, el contratista aplicará el beneficio en el proceso de autoliquidación conforme al anexo técnico, sujeto a la validación posterior de la ANH. Establece además que el beneficio no excluye otros incentivos y que solo aplica a proyectos aprobados con posterioridad a la vigencia del acuerdo.
- **Parámetros técnicos y condiciones de los PPI.** El acuerdo indica que los aspectos técnicos, operativos y procedimentales de los proyectos de producción incremental se

Memoria Justificativa del proyecto de Acuerdo xx del 2026

“Por el cual se establecen los lineamientos, metodologías y condiciones para el reconocimiento del beneficio de reducción del derecho económico de participación en la producción (X%) y se dictan otras disposiciones”

Pág. 8 de 45

regirán por la Resolución 40530 de 2025 y las normas que la modifiquen o complementen, así como por el anexo técnico del presente acuerdo.

- **Anexo Técnico.** Incorpora el documento “Lineamientos y metodología para la reducción en el valor correspondiente al derecho económico por concepto de participación en la producción (X%) asociado al volumen incremental”, el cual desarrolla en detalle las condiciones de aplicación del beneficio.
- **Vigencia.** Establece que el acuerdo rige a partir de la fecha de su publicación.

3. Antecedentes y Razones de Oportunidad y Conveniencia que justifican su expedición

3.1. Antecedentes normativos y de política pública

La Constitución Política de Colombia establece en su artículo 332 que el Estado es propietario del subsuelo y de los recursos naturales no renovables, y en el artículo 334 habilita su intervención en la explotación de tales recursos, así como en la producción, distribución y consumo de bienes, con el propósito de racionalizar la economía, garantizar la sostenibilidad fiscal, mejorar la calidad de vida de los habitantes, asegurar la distribución equitativa de los beneficios del desarrollo y preservar un ambiente sano.

En desarrollo de este mandato constitucional, el Decreto 381 de 2012 asigna al Ministerio de Minas y Energía la función de formular, adoptar, dirigir y coordinar la política del sector de hidrocarburos, así como de expedir la reglamentación aplicable a la exploración y explotación de los recursos naturales no renovables. Por su parte, el decreto ley 4137 de 2011 y el Decreto 714 de 2012 indica que la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) tiene por objeto administrar integralmente los recursos hidrocarburíferos de propiedad de la Nación y promover el aprovechamiento óptimo y sostenible de los mismos, contribuyendo a la seguridad energética nacional.

A su turno, el Decreto 1073 de 2015 consolida el marco reglamentario del sector y en el artículo 2.2.1.1.1.7, reafirma la competencia del Ministerio para expedir y ajustar normas técnicas y procedimientos aplicables a las actividades de exploración y producción de hidrocarburos, tanto en yacimientos convencionales continentales como costa afuera. En concordancia, la Ley 2056 de 2020 establece que corresponde al

Memoria Justificativa del proyecto de Acuerdo xx del 2026

“Por el cual se establecen los lineamientos, metodologías y condiciones para el reconocimiento del beneficio de reducción del derecho económico de participación en la producción (X%) y se dictan otras disposiciones”

Pág. 9 de 45

Ministerio definir lineamientos para el desarrollo y fiscalización de estas actividades, mientras que a la ANH le compete ejercer el seguimiento y control de los contratos y convenios de exploración y producción.

En materia de producción incremental la Ley 756 de 2002 constituye un referente fundamental que es el punto de partida para el objeto de regulación de este acuerdo. Esta ley integra los parágrafos 3 y 10 al artículo 16 de la Ley 141 de 1994 relativos al régimen de regalías aplicable, a los convenios o contratos que implementen este tipo de proyectos, introduciendo un esquema de regalías escalonadas. Este marco fue desarrollado por el Decreto 3176 de 2002, que definió el procedimiento para la presentación y aprobación de los Proyectos de Producción Incremental (PPI), definió conceptos esenciales como la curva básica de producción e introduce una descripción técnica del proyecto. Posteriormente, el artículo 29 de la Ley 1753 de 2015 precisó que estos proyectos corresponden a aquellos que incorporan nuevas reservas recuperables como resultado de inversiones adicionales orientadas a aumentar el factor de recobro de los yacimientos existentes.

Esta lógica fue incorporada al régimen vigente del Sistema General de Regalías mediante el artículo 3.1.1.2.1. del Decreto 1821 de 2020, en el cual se reguló lo correspondiente a la liquidación de regalías para proyectos de producción incremental, en desarrollo del artículo 18 Ley 2056 de 2020. En esta norma se indica que los beneficios sobre las regalías únicamente serán aplicables al volumen adicional generado por encima de la curva básica de producción, siempre que sea atribuible a inversiones que incrementen el factor de recobro. En el mismo sentido, el artículo 24 de la Ley 2441 de 2024 introdujo precisiones adicionales sobre la determinación de los volúmenes asociados a la producción incremental en contratos y proyectos, consolidando así un entendimiento jurídico según el cual la producción incremental no corresponde simplemente a un aumento en la producción, sino a un volumen adicional verificable, trazable y directamente asociado a inversiones específicas.

En el ámbito técnico, la Resolución 40537 de 2024 del Ministerio de Minas y Energía actualizó el marco general aplicable a las actividades de exploración y producción, incluyendo la producción incremental, mientras que la Resolución 40530 de 2025 estableció los lineamientos para la solicitud, aprobación, ejecución, seguimiento, modificación y terminación de los PPI. Esta última dispuso que se deben cumplir tres condiciones acumulativas para solicitar proyectos e inversiones para la producción incremental: el aumento del factor de recobro, la incorporación de nuevas reservas y el incremento de la producción respecto de la curva básica pactada. Así mismo, en su

Memoria Justificativa del proyecto de Acuerdo xx del 2026

“Por el cual se establecen los lineamientos, metodologías y condiciones para el reconocimiento del beneficio de reducción del derecho económico de participación en la producción (X%) y se dictan otras disposiciones”

Pág. 10 de 45

artículo 9 y párrafo 2, asignó a la ANH la competencia para definir la metodología, los lineamientos operativos y las condiciones necesarias para la implementación del beneficio asociado al Derecho Económico por Concepto de Participación en la Producción (X%).

Por otra parte, la normativa de medición y fiscalización resulta esencial para garantizar la correcta aplicación de estos esquemas. En este sentido, la Circular ANH 0013 de 2024 establece que la determinación de cantidades y calidades de hidrocarburos para efectos de regalías debe realizarse a partir de Puntos de Medición Oficial (PMO) debidamente autorizados, y exige la medición independiente de corrientes cuando existan diferencias en regímenes de regalías, presencia de proyectos de producción incremental o variaciones en la calidad del crudo. Esta exigencia resulta fundamental para asegurar la trazabilidad entre la producción base y la producción incremental.

Finalmente, el Acuerdo 03 de 2021 de la ANH y cada uno de los contratos o convenios, incorporan aspectos relacionados con el pago del derecho económico por concepto de participación en la producción. El derecho económico en la participación de la producción ordinario se calcula sobre la producción base una vez descontadas las regalías. De ello se derivan dos implicaciones metodológicas relevantes: en primer lugar, de cualquier beneficio no puede afectar la producción base del contrato, y, en segundo lugar, la eventual reducción del de la participación en la producción debe aplicarse exclusivamente sobre el volumen incremental reconocido dentro del PPI, bajo estrictas condiciones de trazabilidad y diferenciación.

En este contexto, resulta oportuno y conveniente desarrollar reglamentariamente el incentivo previsto en el artículo 9 de la Resolución 40530 de 2025, en la medida en que su ausencia de desarrollo operativo impediría su aplicación efectiva, generando incertidumbre jurídica y económica para los agentes del sector. La falta de una metodología clara para la determinación y aplicación del beneficio sobre el derecho económico de participación en la producción limita la toma de decisiones de inversión, particularmente en proyectos de recobro mejorado en campos maduros, cuya viabilidad depende de señales regulatorias estables y predecibles.

Adicionalmente, la regulación del incentivo permite alinear los instrumentos contractuales con la política pública orientada a maximizar el aprovechamiento de los recursos existentes, promoviendo la incorporación de nuevas reservas y el aumento del factor de recobro sin afectar las condiciones económicas de la producción base.

Memoria Justificativa del proyecto de Acuerdo xx del 2026

“Por el cual se establecen los lineamientos, metodologías y condiciones para el reconocimiento del beneficio de reducción del derecho económico de participación en la producción (X%) y se dictan otras disposiciones”

Pág. 11 de 45

3.2. Proyectos de PPI en la actualidad

En Colombia, los Proyectos de Producción Incremental (PPI) se encuentran actualmente implementados como un mecanismo técnico y jurídico orientado a incentivar la optimización de los procesos de extracción de hidrocarburos en campos en etapa de explotación, particularmente aquellos con altos niveles de madurez. Bajo el marco normativo vigente, la producción adicional derivada de inversiones específicas puede acceder a un tratamiento económico diferenciado, principalmente a través de esquemas de regalías escalonadas aplicables exclusivamente al volumen incremental.

Este concepto tiene su origen en la Ley 756 de 2002, la cual introdujo un régimen especial para promover la explotación de reservas que, bajo condiciones contractuales ordinarias, no resultan económicamente viables. En este contexto, la producción incremental se define como aquella obtenida por encima de una línea base o curva básica de producción, la cual refleja el comportamiento esperado del campo en ausencia de nuevas inversiones.

En consecuencia, este tipo de producción implica la asunción de riesgos técnicos y financieros adicionales por parte de los operadores, al estar directamente asociada a la ejecución de inversiones orientadas a mejorar el factor de recobro.

En relación con los beneficios existentes, el esquema actual contempla un tratamiento diferencial en materia de regalías, consistente en la aplicación de una tarifa escalonada reducida exclusivamente sobre el volumen incremental. Para su determinación, se establece previamente la curva de declinación natural del campo, es decir, la producción esperada bajo las condiciones técnicas y operativas existentes. Todo volumen producido por encima de dicha curva es considerado producción incremental y, por tanto, susceptible de acceder a los beneficios correspondientes.

De conformidad con el Decreto 3176 de 2002, la producción incremental puede beneficiarse de los rangos inferiores de la escala de regalías —que pueden iniciar en el 8%—, evitando que el incremento en la producción total del campo traslade la totalidad de la operación a rangos superiores —que pueden alcanzar hasta el 25%, dependiendo del volumen diario producido—. Este diseño busca preservar la rentabilidad marginal de las inversiones adicionales y fomentar su ejecución.

Adicionalmente, en materia de valoración, la Resolución 601 de 1999 emitida por el Ministerio de Minas y Energía, establece un precio mínimo de referencia para la liquidación de crudo destinado a refinación interna, garantizando que la producción

Memoria Justificativa del proyecto de Acuerdo xx del 2026

“Por el cual se establecen los lineamientos, metodologías y condiciones para el reconocimiento del beneficio de reducción del derecho económico de participación en la producción (X%) y se dictan otras disposiciones”

Pág. 12 de 45

incremental no sea valorada por debajo del precio aplicable a la producción base, lo cual contribuye a mitigar riesgos asociados a la volatilidad de precios.

Para acceder a este régimen, los operadores deben surtir un proceso técnico y administrativo ante la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH). Este proceso inicia con la presentación de un proyecto que demuestre que la producción adicional es resultado directo de nuevas inversiones. Posteriormente, el operador debe acreditar la implementación efectiva del proyecto mediante reportes periódicos que evidencien la ejecución de las inversiones y la aplicación de tecnologías. Finalmente, en el proceso de autoliquidación de regalías, el operador declara el volumen incremental producido y aplica el tratamiento diferencial correspondiente, sujeto a la verificación y fiscalización por parte de la ANH.

Como resultado de la implementación de proyectos de producción incremental en el país, se ha evidenciado que estos esquemas han permitido recuperar volúmenes adicionales de hidrocarburos que, en ausencia de incentivos económicos diferenciados, no habrían sido desarrollados. Así mismo, han contribuido a mejorar el factor de recobro en campos maduros, optimizar el uso de la infraestructura existente y prolongar la vida útil de los activos productivos.

3.3. Resolución MME 40530 de 2025

La Resolución 40530 de 2025 constituye el marco regulatorio integral mediante el cual se unifican, actualizan y sistematizan los lineamientos previamente establecidos para la formulación, evaluación, aprobación, ejecución y seguimiento de los Proyectos de Producción Incremental (PPI), en desarrollo de lo dispuesto en el Decreto 3176 de 2002 y demás normas concordantes. Esta resolución consolida un enfoque técnico, económico y operativo orientado a maximizar el aprovechamiento de los yacimientos mediante la incorporación de nuevas reservas y el aumento del factor de recobro.

En cuanto a su contenido sustantivo, el artículo 5 establece las condiciones concurrentes y necesarias que deben cumplir los PPI para su aprobación, las cuales consisten en: (i) el incremento del factor de recobro del yacimiento, (ii) la incorporación de nuevas reservas técnicamente certificables y (iii) el aumento efectivo de la producción por encima de la curva básica previamente definida. Este estándar técnico permite diferenciar la producción incremental de la producción base, garantizando que los beneficios asociados recaigan exclusivamente sobre los volúmenes adicionales atribuibles a inversiones específicas.

Memoria Justificativa del proyecto de Acuerdo xx del 2026

“Por el cual se establecen los lineamientos, metodologías y condiciones para el reconocimiento del beneficio de reducción del derecho económico de participación en la producción (X%) y se dictan otras disposiciones”

Pág. 13 de 45

La resolución desarrolla igualmente el ciclo de vida de los PPI en todas sus etapas — solicitud, evaluación técnica, aprobación, ejecución, seguimiento, modificación y terminación—, y refuerza elementos esenciales como la definición y validación de la curva básica de producción, la trazabilidad entre inversión y producción incremental, y la exigencia de mecanismos de medición y fiscalización que garanticen la transparencia y confiabilidad de la información reportada.

En este contexto, el artículo 9 de la Resolución 40530 de 2025 introduce un elemento novedoso en el régimen aplicable a los PPI, al prever la posibilidad de reconocer un beneficio económico adicional consistente en la reducción del Derecho Económico por Concepto de Participación en la Producción (X%), aplicable exclusivamente al volumen incremental generado. Esta disposición establece que dicho beneficio no opera de manera automática, sino que requiere el desarrollo de una metodología específica, así como la definición de lineamientos y condiciones operativas por parte de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), incluyendo los mecanismos de fiscalización y seguimiento que permitan verificar, de manera continua y con base en información técnicamente soportada, que el volumen sobre el cual se aplica el beneficio corresponde efectivamente a producción incremental atribuible a las inversiones ejecutadas en el marco del respectivo PPI.

En particular, el artículo 9 y su parágrafo 2 asignan expresamente a la ANH la competencia para reglamentar los aspectos técnicos, metodológicos y procedimentales necesarios para la implementación del beneficio, lo cual incluye, entre otros, la determinación de los criterios para su reconocimiento, los mecanismos de verificación del volumen incremental, las condiciones para su aplicación en la autoliquidación del derecho económico y las reglas para su control y fiscalización. Esta competencia se materializa a través del Consejo Directivo, de conformidad con las facultades previstas en los numerales 1, 4 y 7 del artículo 8 del Decreto Ley 4137 de 2011, los numerales 1, 4 y 7 del artículo 7 del Decreto 714 de 2012 y el acuerdo 2 de 2026.

Desde una perspectiva económica y regulatoria, el beneficio previsto en el artículo 9 responde a la necesidad de complementar los incentivos existentes en materia de regalías, incorporando un ajuste sobre el componente contractual del derecho económico de participación (X%). Bajo el esquema vigente, la producción —incluida la incremental— se encuentra sujeta a las mismas condiciones económicas frente al pago de dicho derecho económico. Con este incentivo se busca generar un estímulo positivo mediante

Memoria Justificativa del proyecto de Acuerdo xx del 2026

“Por el cual se establecen los lineamientos, metodologías y condiciones para el reconocimiento del beneficio de reducción del derecho económico de participación en la producción (X%) y se dictan otras disposiciones”

Pág. 14 de 45

el cual haya un beneficio de retorno por los mayores costos, riesgos e inversiones asociados a la extracción de barriles adicionales en campos maduros.

En consecuencia, la Resolución 40530 de 2025 establece las bases técnicas para la estructuración de los PPI, y habilita un nuevo instrumento de política pública orientado a mejorar la viabilidad económica de estos proyectos. No obstante, la efectividad del beneficio previsto en el artículo 9 se encuentra condicionada a su desarrollo reglamentario, en la medida en que, sin la definición de una metodología clara y verificable para la reducción del (X%), el incentivo carecería de operatividad práctica.

En este sentido, la expedición del presente Acuerdo se configura como el desarrollo necesario y habilitante de la disposición contenida en el artículo 9, permitiendo materializar el incentivo económico en condiciones de seguridad jurídica, trazabilidad técnica y control institucional, y asegurando su aplicación exclusiva sobre la producción incremental debidamente verificada

3.4. Procedimiento actual para el cálculo de X de participación

Previo a la expedición de la Resolución 40530 de 2025 y al desarrollo del incentivo asociado a su artículo 9, el derecho económico por concepto de participación en la producción (X%) se ha determinado y liquidado bajo un esquema uniforme, aplicable a la totalidad del volumen de producción fiscalizada, una vez descontadas las regalías correspondientes.

En el marco de los contratos de exploración y producción suscritos y administrados por la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), la participación en la producción constituye una contraprestación de naturaleza contractual calculada como un porcentaje sobre el volumen de hidrocarburos producido y fiscalizado, sin distinguir entre producción base y aquella derivada de inversiones adicionales. En consecuencia, el esquema vigente no incorpora un tratamiento diferencial para la producción incremental.

Desde el punto de vista procedimental, la liquidación del derecho económico de participación en la producción se realiza bajo un esquema de autoliquidación por parte del contratista, mediante el cual el operador determina periódicamente el valor a pagar con base en la información de producción reportada, los volúmenes fiscalizados y las condiciones contractuales aplicables. Este proceso se fundamenta en los principios de buena fe, veracidad de la información y responsabilidad del operador, y se encuentra

Memoria Justificativa del proyecto de Acuerdo xx del 2026

“Por el cual se establecen los lineamientos, metodologías y condiciones para el reconocimiento del beneficio de reducción del derecho económico de participación en la producción (X%) y se dictan otras disposiciones”

Pág. 15 de 45

sujeto a mecanismos de verificación, seguimiento y fiscalización posterior por parte de la ANH.

En desarrollo de este esquema, el contratista incorpora en su autoliquidación los volúmenes totales producidos en el periodo correspondiente, aplica el porcentaje de participación (X%) definido contractualmente y determina el valor a pagar del derecho económico en los términos establecidos. Por su parte, la ANH, con base en la validación de la información reportada, la verificación de los puntos de medición oficial y la consistencia de los volúmenes declarados realiza la aplicación definitiva de los pagos correspondientes.

En este contexto, la introducción del beneficio previsto en el artículo 9 de la Resolución 40530 de 2025 requiere la adecuación del procedimiento de autoliquidación del derecho económico, de manera que el contratista pueda efectuar, de forma diferenciada y debidamente soportada, la reducción correspondiente sobre los volúmenes incrementales reconocidos, en concordancia con esquemas de tratamiento diferencial aplicables en materia de regalías, manteniéndose en todo caso la verificación posterior por parte de la ANH y su competencia para la aplicación definitiva de los pagos.

Este ajuste requiere la definición de reglas claras para: (i) la identificación y segregación de los volúmenes incrementales frente a la curva básica, (ii) la aplicación de la metodología de cálculo del beneficio, y (iii) la incorporación de dicha información en el proceso de autoliquidación, sin perjuicio de la verificación posterior por parte de la ANH.

En consecuencia, para el reconocimiento del incentivo se complementa el esquema de autoliquidación existente, de manera que, al igual que en el caso del beneficio de reducción de regalías para la producción incremental con ocasión de la implementación de un PPI, el reconocimiento del beneficio en el derecho económico por concepto de participación en la producción (X%) se encuentre condicionado al cumplimiento concurrente de requisitos técnicos y verificables, a saber: (i) la aprobación por parte de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) de un proyecto de producción incremental presentado por el contratista o titular; (ii) la implementación efectiva de dicho proyecto; y (iii) la verificación oficial de la existencia de producción incremental por encima de la curva básica de producción.

3.5. Diagnóstico sobre la necesidad de implementación de la medida

Memoria Justificativa del proyecto de Acuerdo xx del 2026

“Por el cual se establecen los lineamientos, metodologías y condiciones para el reconocimiento del beneficio de reducción del derecho económico de participación en la producción (X%) y se dictan otras disposiciones”

Pág. 16 de 45

El Estado colombiano cuenta con una oportunidad estratégica para fortalecer la sostenibilidad de sus reservas de hidrocarburos y mejorar el Índice de Reposición de Reservas (IRR), mediante la adopción de instrumentos que incentiven la incorporación de nuevas reservas y el aumento del factor de recobro en campos en producción. En este contexto, los Proyectos de Producción Incremental (PPI) se consolidan como un mecanismo clave para maximizar el aprovechamiento de los recursos existentes, particularmente en yacimientos maduros.

La reglamentación del artículo 9 de la Resolución 40530 de 2025 por parte de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) permite materializar el beneficio económico allí previsto, dotándolo de operatividad mediante su incorporación al esquema contractual y la definición de una metodología clara, verificable y aplicable. Este desarrollo normativo brinda certidumbre a los agentes del sector y facilita la toma de decisiones de inversión bajo un marco regulatorio predecible y transparente.

La implementación de la medida mejora la viabilidad económica de los proyectos de recobro mejorado, al reconocer de manera diferenciada los mayores costos, riesgos e inversiones asociados a la producción incremental. De esta forma, se generan señales adecuadas para promover inversiones en campos maduros, ampliando el potencial productivo y optimizando el valor económico de los activos. Así mismo, la medida incentiva la incorporación de tecnologías de recuperación secundaria y terciaria, lo que contribuye al incremento del factor de recobro y a la conversión de recursos contingentes en reservas efectivamente explotables. Esto permite extender la vida útil de los campos y mejorar la eficiencia en la gestión del recurso.

En términos regulatorios, la adopción de una metodología específica para la aplicación del beneficio garantiza uniformidad en su implementación, fortalece la seguridad jurídica y facilita los procesos de control y fiscalización por parte de la ANH, al establecer criterios objetivos para la identificación, medición y reconocimiento del volumen incremental.

Finalmente, desde la perspectiva de seguridad energética, la implementación del beneficio contribuye a preservar y fortalecer la capacidad de autoabastecimiento del país, al promover la incorporación de nuevas reservas y la optimización de la producción nacional. De igual forma, consolida un esquema de incentivos coherente con el marco normativo vigente y alineado con los objetivos de sostenibilidad fiscal y transición energética.

Memoria Justificativa del proyecto de Acuerdo xx del 2026

“Por el cual se establecen los lineamientos, metodologías y condiciones para el reconocimiento del beneficio de reducción del derecho económico de participación en la producción (X%) y se dictan otras disposiciones”

Pág. 17 de 45

En consecuencia, la definición de la metodología para la aplicación del beneficio sobre el la participación en la producción se configura como un instrumento habilitante que permite articular los objetivos técnicos, económicos y regulatorios del sector, promoviendo la inversión, optimizando el aprovechamiento de los recursos hidrocarburíferos y asegurando la efectiva implementación de lo dispuesto en la Resolución 40530 de 2025.

3.6. Consulta pública – Comentarios

De acuerdo con la Guía de Consulta Pública expedida por el Departamento Nacional de Planeación, la consulta pública constituye un mecanismo de materialización del principio democrático del Estado y del derecho a la participación consagrado en el artículo 40 de la Constitución Política.

En este sentido, la consulta pública busca prevenir la *“imposición de costos innecesarios para los ciudadanos y el sector privado, así como la discrecionalidad regulatoria que puede conducir a crear oportunidades de corrupción y captura regulatoria”* (Departamento Nacional de Planeación, pág. 10).

A través de este mecanismo, los ciudadanos y los actores del sector pueden incidir en las decisiones administrativas que puedan afectarles, así como presentar observaciones, recomendaciones o propuestas alternativas.

El deber de publicación para comentarios constituye el instrumento procedimental mediante el cual se materializa la consulta pública, y tiene sustento normativo en el Decreto 1081 de 2015, el cual establece esta obligación en los procesos de expedición de regulación.

Así mismo, el artículo 8 de la Ley 1437 de 2011 dispone que "Los proyectos específicos de regulación y la información en que se fundamenten, con el objeto específicos de regulación y la información en que se fundamenten, con el objeto de recibir opiniones, sugerencias o propuestas alternativas deberán ser objeto de publicación"

El proyecto de regulación establece las condiciones para acceder a un incentivo asociado a la reducción del derecho económico de participación en la producción, como consecuencia de la implementación de Proyectos de Producción Incremental (PPI). En este sentido, se trata de una medida de interés para los agentes del sector, quienes

Memoria Justificativa del proyecto de Acuerdo xx del 2026

“Por el cual se establecen los lineamientos, metodologías y condiciones para el reconocimiento del beneficio de reducción del derecho económico de participación en la producción (X%) y se dictan otras disposiciones”

Pág. 18 de 45

deberán cumplir los requisitos definidos para acceder al beneficio y ver reducido el valor a pagar por concepto de este derecho económico.

En atención a lo anterior, el Consejo Directivo, en sesión del XX mayo del 2026, aprobó el contenido del acuerdo para publicación a comentarios. En consecuencia, el documento fue publicado en la página web de la ANH, durante el periodo comprendido entre xx de mayo y el xx de xx, con el fin de recibir comentarios por parte de los interesados.

Durante este proceso se recibieron observaciones por parte de xxx actores, incluyendo empresas del sector, gremios, ciudadanos, entre otros, las cuales fueron analizadas y respondidas de manera integral por la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH).

Como resultado de este ejercicio, se realizaron ajustes al proyecto de Acuerdo, orientados a precisar aspectos técnicos, operativos y procedimentales, cuyo resultado corresponde al texto definitivo que se somete a consideración.

3.7. Consulta ante la superintendencia de Industria y comercio.

En cumplimiento de lo dispuesto en el artículo 2.2.2.30.5 del Decreto 1074 de 2015, mediante el cual se establecen las reglas para informar proyectos de actos administrativos con fines regulatorios que puedan tener incidencia sobre la libre competencia en los mercados, la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) diligenció el cuestionario previsto en la Resolución SIC 44649 de 2010, encontrando que el contenido del acuerdo no responde afirmativamente a las preguntas allí integradas.

En particular, una vez se dio respuesta al cuestionario de la SIC, se concluyó que el proyecto no tiene por objeto, ni puede tener como efecto limitar el número o la variedad de competidores en uno o varios mercados relevantes, restringir la capacidad de las empresas para competir, ni afectar la libre elección o la información disponible para los consumidores en un mercado determinado. En consecuencia, no se configura el supuesto que obliga a informar el proyecto a la Superintendencia de Industria y Comercio, ni resulta procedente surtir dicho trámite.

4. Ámbito de aplicación y sujetos a los que va dirigido.

Las disposiciones del presente Acuerdo serán aplicables únicamente a los contratos y convenios de hidrocarburos vigentes, suscritos y administrados por la Agencia Nacional

Memoria Justificativa del proyecto de Acuerdo xx del 2026

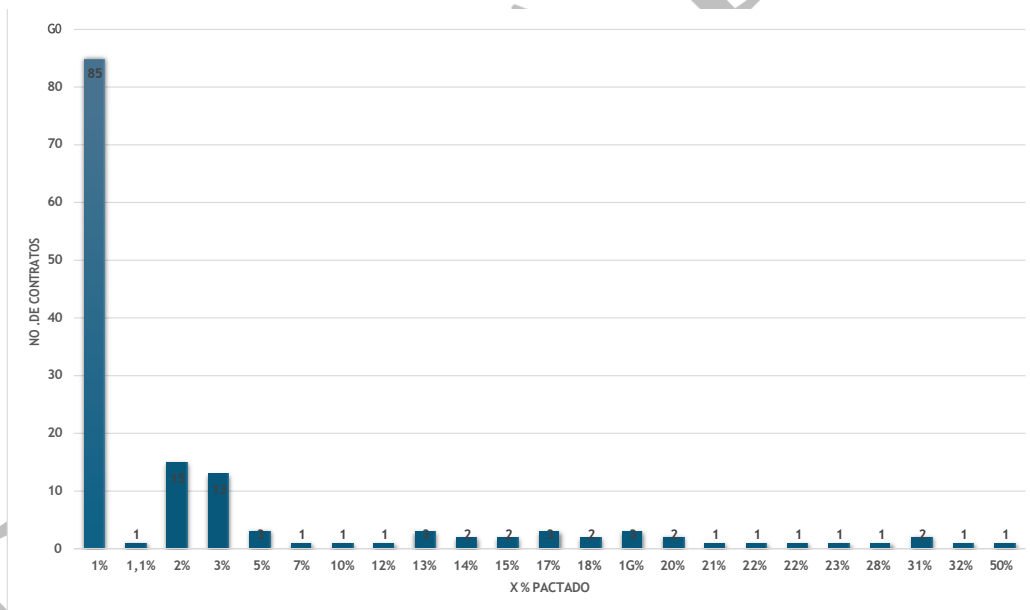
“Por el cual se establecen los lineamientos, metodologías y condiciones para el reconocimiento del beneficio de reducción del derecho económico de participación en la producción (X%) y se dictan otras disposiciones”

Pág. 19 de 45

de Hidrocarburos (ANH), en los cuales se encuentre pactado el derecho económico por concepto de participación en la producción (X%).

A la fecha, se tienen 146 contratos o convenios que tienen pactado un X% de participación en la producción. Como se observa en el Gráfico 1, en 85 de esos contratos o convenios, equivalentes al 58% del total, se encuentra pactado en un 1% de la producción, una vez descontadas las regalías. Así mismo, 16 contratos establecen un X% entre el 1% y el 2%, mientras que 45 contratos o convenios contemplan un X% superior al 3%

Gráfico 1. Porcentaje X% de participación pactado en los contratos suscritos y administrados por la ANH



Fuente: VCH - ANH

Es importante precisar que existen convenios y contratos de asociación en los cuales el derecho económico correspondiente al X% de participación se estableció con ocasión de la prórroga de la fase de producción, la superficie ampliada o surgió como resultado de

Memoria Justificativa del proyecto de Acuerdo xx del 2026

“Por el cual se establecen los lineamientos, metodologías y condiciones para el reconocimiento del beneficio de reducción del derecho económico de participación en la producción (X%) y se dictan otras disposiciones”

Pág. 20 de 45

circunstancias particulares de negociación, en escenarios en los que el titular o contratista podía acceder al beneficio sin asumir el riesgo propio de la actividad exploratoria.

En ambos supuestos se trata de derechos económicos de X% expresamente pactados en el respectivo contrato o convenio, con porcentajes de participación que suelen ser superiores, a favor de la ANH, sin que ello implique la configuración de un derecho contractual distinto en su esencia. En efecto, el hecho generador del derecho económico —esto es, la existencia de producción de hidrocarburos— permanece inalterado, con independencia de las particularidades del campo, de la finalidad económica del negocio o de la etapa contractual en la que se cause, ya sea durante la ejecución ordinaria del contrato o en su prórroga.

De acuerdo con la Resolución 40530 de 2025, el beneficio allí previsto tiene como finalidad incentivar la realización de mayores esfuerzos operativos, técnicos y económicos orientados a la generación de producción incremental, supuesto que puede materializarse igualmente en convenios y contratos de asociación, incluidas sus prórrogas.

En consecuencia, y considerando además que el artículo 9 de la citada resolución extiende el beneficio a “aquellos contratos y/o convenios que consideren dicho derecho económico”, no se advierte una exclusión normativa expresa, ni una barrera conceptual que impida reconocer la reducción del X% de participación en este tipo de instrumentos contractuales, aun cuando el porcentaje pactado responda a circunstancias económicas diferenciadas, nuevas superficies o distintos estadios de ejecución contractual, como ocurre en el caso de las prórrogas.

Adicionalmente, debe señalarse que, entre mayor sea el X% de participación pactado, mayor es también el potencial de generación de incentivos para la ejecución de inversiones adicionales orientadas a obtener producción incremental, en la medida en que la reducción del porcentaje de participación puede traducirse en un incentivo económico más significativo para el contratista o asociado.

5. Fundamento Jurídico.

5.1. Análisis de las normas que otorgan la competencia para la expedición del proyecto normativo.

Memoria Justificativa del proyecto de Acuerdo xx del 2026

“Por el cual se establecen los lineamientos, metodologías y condiciones para el reconocimiento del beneficio de reducción del derecho económico de participación en la producción (X%) y se dictan otras disposiciones”

Pág. 21 de 45

- **Competencia del Consejo Directivo para la expedición del acto regulatorio**

En lo que atañe a la competencia para la expedición del proyecto de Acuerdo es importante tener en cuenta el principio de jerarquía normativa, sobre ello, la Corte Constitucional ha dejado de presente lo siguiente, mediante la sentencia C-037 de 2000 del magistrado ponente Vladimiro Naranjo Mesa:

“La unidad del sistema jurídico, y su coherencia y armonía, dependen de la característica de ordenamiento de tipo jerárquico de que se reviste. La jerarquía de las normas hace que aquellas de rango superior con la Carta Fundamental a la cabeza, sean la fe validez de las que les siguen en dicha escala jerárquica. Las de inferior categoría resultan acordes con las superiores, y desarrollarlas en sus posibles aplicaciones de grado más particular. En esto consiste la connotación de sistema de que se reviste el ordenamiento jurídico que garantiza su coherencia interna. La finalidad de esta armonía explícitamente buscada no es otra que la de establecer un orden que permita regular conforme a un mismo sistema axiológico, las distintas situaciones de hecho llamadas a ser normadas por el ordenamiento jurídico (...)”

Así las cosas, de conformidad con el principio de jerarquía normativa presentado previamente, la competencia para regular, modificar y sustituir la reglamentación que se encuentra vigente frente a los contratos administrados y suscritos por la ANH corresponde al Consejo Directivo, con fundamento en lo consagrado por el Decreto Ley 4137 de 2011 y Decreto 714 de 2012.

El Consejo Directivo de la ANH tiene competencia para expedir el Acuerdo conforme a lo establecido en los numerales 1, 4 y 7 del artículo 8 del Decreto Ley 4137 de 2011 y 1, 4 y 7 del Artículo 7 del Decreto 714 de 2012, los cuales le otorgan la facultad de formular la política general de la Agencia, los planes y programas que deben proponerse para su incorporación a los planes sectoriales y a través de estos al Plan Nacional de Desarrollo, definir los criterios de administración y asignación de las áreas hidrocarburíferas de la Nación para su exploración y explotación, así como de aprobar los manuales de contratación misional de la Agencia, los modelos de contratos de exploración y explotación de hidrocarburos de propiedad de la Nación, y establecer las reglas y criterios de administración y seguimiento de los mismos.

Memoria Justificativa del proyecto de Acuerdo xx del 2026

“Por el cual se establecen los lineamientos, metodologías y condiciones para el reconocimiento del beneficio de reducción del derecho económico de participación en la producción (X%) y se dictan otras disposiciones”

Pág. 22 de 45

- **Acuerdo como instrumento jurídico idóneo para la regulación del incentivo reducción del X de participación en los contratos de hidrocarburos.**

La Resolución 40530 del 07 de noviembre de 2025 expedida por el Ministerio de Minas y Energía se centra de manera específica en el reconocimiento de un beneficio económico consistente en la reducción del porcentaje (X%) de participación, como consecuencia de la obtención de producción incremental derivada de la implementación de Proyectos de Producción Incremental (PPI), conforme a lo dispuesto en su artículo 9.

De acuerdo con la resolución precitada, la “aplicación” del incentivo no constituye una imposición directa que modifique de manera unilateral el contenido económico de los contratos de hidrocarburos, sino que se configura como un beneficio de carácter condicionado, sujeto a: (i) la existencia previa del derecho económico de participación (X%) en el respectivo contrato o convenio, y (ii) la tramitación, aprobación e implementación de un PPI, así como al cumplimiento de las condiciones y de la metodología que se definan para su reconocimiento.

En este sentido, el objeto de reglamentación recae sobre el derecho económico de participación en la producción (X%), el cual se encuentra estipulado de manera particular en cada contrato o convenio de exploración y explotación de hidrocarburos suscrito por la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH). En consecuencia, cualquier desarrollo normativo relacionado con su aplicación, ajuste o reconocimiento diferencial debe enmarcarse en las competencias de administración, seguimiento y regulación contractual atribuidas a la ANH.

Así las cosas, corresponde al Consejo Directivo de la ANH, en ejercicio de las facultades conferidas por el Decreto Ley 4137 de 2011 y el Decreto 714 de 2012, definir las reglas, criterios y condiciones bajo las cuales se administran y ejecutan los contratos de hidrocarburos, incluyendo aquellos aspectos asociados a los derechos económicos derivados de los mismos. En este contexto, la reglamentación del incentivo previsto en el artículo 9 de la Resolución 40530 de 2025 constituye un desarrollo del ámbito contractual y regulatorio propio de la ANH, cuya instrumentación debe realizarse a través de un acto expedido por dicha instancia.

Adicionalmente, debe tenerse en cuenta que el reconocimiento del beneficio implica, en la práctica, la incorporación de condiciones específicas en los contratos vigentes, lo cual se materializa mediante la suscripción de los correspondientes otrosíes contractuales.

Memoria Justificativa del proyecto de Acuerdo xx del 2026

“Por el cual se establecen los lineamientos, metodologías y condiciones para el reconocimiento del beneficio de reducción del derecho económico de participación en la producción (X%) y se dictan otras disposiciones”

Pág. 23 de 45

Este elemento refuerza la naturaleza contractual del incentivo y evidencia la necesidad de contar con un instrumento normativo que establezca de manera general, uniforme y transparente las reglas aplicables a los contratos que decidan acogerse al mismo.

De conformidad con el Acuerdo 02 de 2026, el Consejo Directivo adopta sus decisiones a través de actas y Acuerdos. En el presente caso, la decisión tiene la naturaleza de un acto administrativo de carácter general, que establece condiciones aplicables a una pluralidad de sujetos y produce efectos jurídicos frente a terceros, razón por la cual el instrumento jurídico idóneo para su adopción es el Acuerdo.

5.2. Disposiciones derogadas, subrogadas, modificadas, adicionadas o sustituidas y su vigencia.

Si bien no existe un acuerdo previo que regule de manera específica el beneficio de reducción del derecho económico de participación (X%) en la producción, es importante indicar que, dado que el presente Acuerdo establece la necesidad de suscribir un otrosí contractual mediante el cual se formaliza el acogimiento a dicho beneficio, en aquellos casos en que se materialice dicha adhesión, el marco jurídico previsto en este Acuerdo prevalecerá y sustituirá, en lo pertinente, las condiciones originalmente pactadas en la minuta contractual.

En consecuencia, no se configura una derogatoria general de disposiciones previas, sino una modificación particular y condicionada de los contratos que voluntariamente adopten el beneficio, cuya vigencia estará sujeta a los términos establecidos en el respectivo otrosí.

5.3. Revisión y análisis de la jurisprudencia que tenga impacto o sea relevante para la expedición del proyecto normativo

5.3.1. El régimen especial de contratación para los contratos de exploración y explotación

Frente a la competencia otorgada por el legislador a la ANH en el artículo 76 de la Ley 80 de 1993, concluyó la Corte Constitucional en su examen de constitucionalidad de la norma, lo siguiente:

Memoria Justificativa del proyecto de Acuerdo xx del 2026

“Por el cual se establecen los lineamientos, metodologías y condiciones para el reconocimiento del beneficio de reducción del derecho económico de participación en la producción (X%) y se dictan otras disposiciones”

Pág. 24 de 45

“Tampoco se encuentra reparo alguno de constitucionalidad a la facultad de las entidades dedicadas a desarrollar la exploración y explotación de recursos naturales y demás actividades enunciadas en la norma bajo análisis, de determinar en sus reglamentos internos el procedimiento de selección de los contratistas, las cláusulas excepcionales, las cuantías y los trámites que deben sujetar la celebración de los contratos correspondientes, puesto que simplemente se trata de desarrollar el deber de selección objetiva replicando en dichos reglamentos los principios de transparencia, economía y responsabilidad que están consagrados en la Ley 80 de 1993, determinación que además es congruente con la autonomía administrativa que la ley les atribuye para el cabal desempeño de la gestión que les ha sido encomendada por la ley”.

(...)

*Finalmente, resulta claro que la prohibición de aprobaciones o revisiones administrativas por parte del Consejo de Ministros, el Consejo de Estado ni de los Tribunales Administrativos, lejos de contravenir el Ordenamiento Superior se ajusta a sus dictados, toda vez que persigue otorgarle mayor libertad y efectividad en materia contractual a las mencionadas entidades públicas dedicadas a la exploración y explotación de recursos naturales, lo cual está en consonancia con los principios que guían la actividad administrativa”.*¹ (Subrayado ajeno al texto).

Sobre el régimen para la declaratoria de contratos de régimen especial o no sujeto a las disposiciones del Estatuto General de Contratación de la Administración Pública (“EGCAP”) expuso el Consejo de Estado:

*“3.12.1. Lo primero que debe aclararse, en atención a los cargos de alzada, es que el contrato bajo análisis, al no estar sujeto a las disposiciones del EGCAP, no le es aplicable el procedimiento sancionatorio contenido en las leyes 1150 de 2007 y 1474 de 2011”. (...)*²



¹ Corte Constitucional. Sentencia C-949 de cinco (5) de septiembre de dos mil uno (2001). M.P Clara Inés Vargas Hernández.

² Consejo de Estado. Sala de lo Contencioso Administrativo Sección Tercera - Subsección C. Sentencia de 23 de agosto de 2024. C.P. Jaime Enrique Rodríguez Navas. Expediente. 25000-23-36-000-2017-01007-01 (61985)

Memoria Justificativa del proyecto de Acuerdo xx del 2026

“Por el cual se establecen los lineamientos, metodologías y condiciones para el reconocimiento del beneficio de reducción del derecho económico de participación en la producción (X%) y se dictan otras disposiciones”

Pág. 25 de 45

En línea con lo anterior, ha expuesto también el alto Tribunal sobre la liquidación de contratos que no están sujetos al EGCAP:

"14. En la liquidación bilateral de los contratos regidos por el derecho privado, las partes suelen establecer si hay obligaciones pendientes, los saldos en favor y en contra y declarar que están a paz y salvo. La liquidación es un ajuste de cuentas para que las partes del negocio jurídico puedan finiquitar –definir quién debe a quien y cuanto–. Como negocio jurídico sujeto al derecho privado, las partes podrán suscribir este tipo de acuerdos incluso por fuera del término de caducidad de la acción respectiva, toda vez que nada se opone a que obligaciones naturales, es decir, que carecen de la posibilidad de reclamación en sede judicial, sean reconocidas por las partes del contrato. Este tipo de acuerdos serán ley para las partes (art. 1602 del CC) y, cuando terminen extrajudicialmente un litigio pendiente o precavan un litigio eventual, tendrán una naturaleza de transacción (art. 2469 del CC), es decir, producirá efectos de cosa juzgada en última instancia (art. 2483 del CC)".³

5.4. Otros aspectos operativos y jurídicos relevantes

5.4.1. El reconocimiento del beneficio de reducción del X regulado en el Acuerdo no altera el beneficio económico esperado por parte del Estado, ni condiciones de adjudicación del contrato.

El derecho económico por participación en la producción constituye una contraprestación de naturaleza estrictamente contractual, asociada al derecho del Estado a participar en la producción de hidrocarburos como propietario del recurso en el subsuelo. A diferencia de las regalías, su fuente no es legal sino convencional, razón por la cual su ajuste para escenarios específicos de producción incremental debe entenderse dentro de la lógica contractual y de los mecanismos de administración y seguimiento de los contratos de exploración y producción.



³ [4] Consejo de Estado. Sala de lo Contencioso Administrativo Sección Tercera - Subsección C. Sentencia de 17 de junio de 2024. C.P. William Barrera Muñoz. Expediente. 23001-23-31-000-2008-00233-01 (44.807).

Memoria Justificativa del proyecto de Acuerdo xx del 2026

“Por el cual se establecen los lineamientos, metodologías y condiciones para el reconocimiento del beneficio de reducción del derecho económico de participación en la producción (X%) y se dictan otras disposiciones”

Pág. 26 de 45

Precisado lo anterior es pertinente advertir que el derecho económico correspondiente a la participación en la producción se pacta sobre la totalidad del recurso que se encuentra en un área, pero al momento de presentar un proyecto de producción incremental, es posible desde lo técnico, operativo y demás variables operativas y económicas del proyecto, determinar las expectativas de producción, lo que se denomina curva base de producción.

En este sentido, resulta posible conocer las condiciones de producción bajo las características técnicas y operativas de cada campo al momento del establecimiento de la curva base, lo que permite establecer una producción esperada y con ello conocer técnicamente las proyecciones del campo en los términos de asignación y adjudicación de las áreas, con lo cual se concluye que permanecen inalteradas las condiciones de la producción esperada asociada al desarrollo ordinario del campo.

En efecto, al momento de la adjudicación, la oferta que realizaba el contratista sobre el porcentaje del derecho económico constituía una de las variables económicas consideradas en ciertos procesos competitivos de asignación de áreas, en tanto reflejaba la participación del Estado en la producción de hidrocarburos y hacía parte de los criterios de evaluación de las ofertas presentadas por los interesados. Así, el porcentaje ofertado incidía directamente en las condiciones precontractuales.

No obstante, la metodología propuesta en el marco de la revisión y aprobación del PPI diferenciado para el acceso al beneficio de reducción en la participación en la producción permite distinguir, a través de la curva base, la producción esperada derivada de los esfuerzos e inversiones ordinarias ejecutados para dicho momento. De igual manera, la exigencia que el PPI implique un aumento en el factor de recobro y la inclusión de nuevas reservas se erigen como garantías de preservación de los ingresos de la nación en los términos en que fuera asignado el contrato, incluyendo el X pactado.

Así mismo, cabe resaltar que los operadores, en desarrollo de las buenas prácticas de la industria, procuran maximizar el recobro de hidrocarburos mediante la implementación de tecnologías y procesos adicionales, hace parte de la valoración del PPI que las actividades e inversiones no resultan económicamente viables bajo las condiciones vigentes al momento de la presentación y aprobación del PPI.

Bajo esta lógica, el marco contractual original no incorporó mecanismos específicos orientados a incentivar inversiones adicionales destinadas a aumentar el recobro o generar producción más allá de la esperada técnicamente bajo las condiciones

Memoria Justificativa del proyecto de Acuerdo xx del 2026

“Por el cual se establecen los lineamientos, metodologías y condiciones para el reconocimiento del beneficio de reducción del derecho económico de participación en la producción (X%) y se dictan otras disposiciones”

Pág. 27 de 45

ordinarias del campo. Por el contrario, la expectativa contractual y económica sobre la cual se estructuró la adjudicación partía de una producción base proyectada conforme a las mejores prácticas de la industria y a las inversiones ordinarias previstas en el contrato. Esta circunstancia explica por qué el X% pactado originalmente recae, en principio, sobre toda la producción del área, aunque técnicamente se entendía que no todo el recurso presente en el yacimiento sería efectivamente producido, debido a limitaciones geológicas, operativas, tecnológicas y económicas propias de la actividad extractiva.

En este contexto, la Resolución 40530 de 2025 introduce una diferenciación entre producción base y producción incremental con el propósito de preservar las condiciones originales de adjudicación de los contratos y proteger los ingresos esperados. Así, la producción base corresponde a aquella que técnica y operativamente se esperaba obtener bajo el esquema contractual ordinario y cuyo régimen económico permanece incólume.

En este sentido, el esquema previsto garantiza la NO modificación de las condiciones económicas originalmente pactadas bajo las cuales se estructuró la adjudicación del área, toda vez que el incentivo asociado a la reducción del X% de participación fue concebido para aplicarse exclusivamente respecto de volúmenes de producción incremental generados a partir de inversiones adicionales, nuevas tecnologías o esfuerzos operativos extraordinarios que no eran obligatorios ni exigibles bajo el esquema contractual original. En consecuencia, dicha producción adicional no corresponde al desarrollo ordinario del contrato ni hizo parte de las variables económicas consideradas durante el proceso de asignación del área o de la expectativa inicial de ingresos para la Nación, razón por la cual el beneficio no afecta la producción base ni las condiciones originalmente previstas para su explotación.

Precisamente por ello, la Resolución establece mecanismos técnicos, como la definición de una curva básica de producción en el marco del PPI, que permiten identificar y salvaguardar la producción esperada bajo las condiciones originales del contrato, garantizando que los incentivos derivados de la reducción de la participación en la producción recaigan únicamente sobre la producción incremental. Así las cosas, la reducción del X% opera únicamente respecto de la producción incremental efectivamente generada por inversiones adicionales y extraordinarias, manteniéndose incólumes las condiciones económicas originalmente pactadas para la producción base del contrato.

Memoria Justificativa del proyecto de Acuerdo xx del 2026

“Por el cual se establecen los lineamientos, metodologías y condiciones para el reconocimiento del beneficio de reducción del derecho económico de participación en la producción (X%) y se dictan otras disposiciones”

Pág. 28 de 45

De esta manera, el reconocimiento del beneficio asociado a la reducción del derecho económico no afecta los supuestos contractuales bajo los cuales se realizó la asignación del contrato, en la medida en que: (i) el porcentaje originalmente pactado continúa aplicándose integralmente sobre la producción base o esperada; (ii) la reducción únicamente recae sobre volúmenes adicionales cuya existencia depende de decisiones de inversión futuras, inciertas y no obligatorias; y (iii) la implementación del incentivo requiere la suscripción de un otrosí contractual que incorpore expresamente este nuevo esquema económico al contrato existente.

En tal sentido, la reducción del derecho económico aplicable exclusivamente a la producción incremental constituye un incentivo focalizado orientado a mejorar la rentabilidad marginal de las inversiones, promover la incorporación de nuevas reservas y maximizar el aprovechamiento eficiente del recurso, sin alterar las condiciones de competencia, ni los criterios de adjudicación originalmente definidos para la producción base

5.4.2. El beneficio opera de manera exclusiva para proyectos que se presente de manera posterior a la vigencia del Acuerdo.

La decisión de circunscribir el beneficio exclusivamente a proyectos presentados con posterioridad a la vigencia del presente Acuerdo encuentra pleno sustento en la lógica normativa y operativa prevista en la Resolución 40530 de 2025, particularmente en lo dispuesto en su artículo 9.

En efecto, dicha disposición configura el beneficio como un incentivo condicionado que se activa a partir de la presentación de un Proyecto de Producción Incremental (PPI) que incorpore, como característica diferencial, la aplicación de la reducción del derecho económico X, dentro del procedimiento regulado por la misma resolución

Bajo esta estructura, el incentivo no tiene vocación retroactiva, ni automática, sino que se encuentra intrínsecamente ligado a decisiones de inversión que deben formularse y evaluarse conforme al marco metodológico y procedimental vigente al momento de la solicitud.

De hecho, el parágrafo 1 del artículo 9 establece que el acceso al beneficio depende de la presentación del proyecto bajo estas nuevas condiciones, mientras que el parágrafo 2 asigna a la ANH la definición de la metodología específica para su implementación. Esto

Memoria Justificativa del proyecto de Acuerdo xx del 2026

“Por el cual se establecen los lineamientos, metodologías y condiciones para el reconocimiento del beneficio de reducción del derecho económico de participación en la producción (X%) y se dictan otras disposiciones”

Pág. 29 de 45

implica que el beneficio solo puede materializarse respecto de proyectos estructurados bajo dichas reglas, lo cual refuerza la necesidad de delimitar su aplicación hacia el futuro.

En consecuencia, restringir el beneficio a proyectos posteriores a la vigencia del Acuerdo no solo garantiza coherencia con el diseño normativo de la resolución —basado en un esquema de solicitud, evaluación y aprobación previa—, sino que asegura que el incentivo cumpla su finalidad de política pública: inducir nuevas inversiones, bajo condiciones técnicas, económicas y metodológicas claramente definidas, evitando su aplicación a proyectos previamente estructurados o ejecutados bajo un marco regulatorio distinto.

5.4.3. Aplicación del principio de proporcionalidad en la Metodología del cálculo de la disminución del X de participación.

La metodología propuesta para la determinación de la reducción del X% de participación se fundamenta en variables técnicas estructurales del yacimiento, en particular el **Factor de Recobro Último Esperado (FRUE)** y su variación atribuible a la implementación de un Proyecto de Producción Incremental (Δ FRUE). Estas variables permiten medir de manera objetiva tanto el grado de madurez del activo (FRUE base) como el aporte incremental efectivo del proyecto (Δ FRUE), en línea con los estándares técnicos internacionales y con los requerimientos establecidos en la Resolución 40530 de 2025.

El enfoque metodológico parte de distinguir entre: (i) un estado base del yacimiento, representado por el FRUE sin intervención adicional, y (ii) un estado proyectado con PPI, cuya diferencia (Δ FRUE) refleja el incremento real en la recuperación de hidrocarburos atribuible a nuevas inversiones. De esta manera, la reducción del X% de participación no se calcula sobre variaciones transitorias de producción, sino sobre mejoras estructurales en la capacidad de recuperación del recurso.

Adicionalmente, la metodología incorpora umbrales mínimos de elegibilidad diferenciados según el tipo de activo (crudo y gas), los cuales reflejan las características técnicas de cada sistema y su comportamiento esperado de recobro. Estos umbrales permiten focalizar el incentivo en activos que han alcanzado un grado suficiente de madurez, evitando su aplicación en etapas tempranas donde la producción aún responde a condiciones base del yacimiento.

Tabla 1. Intervalos API y umbrales mínimos de FRUE base para crudo.

Memoria Justificativa del proyecto de Acuerdo xx del 2026

“Por el cual se establecen los lineamientos, metodologías y condiciones para el reconocimiento del beneficio de reducción del derecho económico de participación en la producción (X%) y se dictan otras disposiciones”

Pág. 30 de 45

Intervalo API	FRUE base mínimo	Soporte dominante
API ≤ 10	5 %	Crudos extrapesados y recuperabilidad base muy baja
10 < API ≤ 15	10 %	Crudos muy pesados con umbral jurídico colombiano
15 < API ≤ 22	15 %	Tramo pesado remanente hasta el corte técnico aproximado de 22,3°API
22 < API ≤ 29	25 %	Crudos de transición con mejor movilidad relativa
API > 29	30 %	Crudos de mayor calidad relativa dentro de la estructura E&P

Tabla 2. Umbrales mínimos de FRUE base para gas.

Categoría de gas	FRUE base mínimo	Soporte dominante
Gas seco	75 %	Recuperabilidad usual de 80 % a 90 % en reservorios volumétricos maduros
Gas condensado	55 %	Recuperación condicionada por reciclaje, banco de condensado y manejo de presión
Gas asociado al crudo	45 %	Dependencia del esquema de explotación del aceite y del manejo del gas asociado

La metodología reconoce diferencias sustanciales en el comportamiento técnico y en la recuperabilidad de los yacimientos según el tipo de fluido, por lo que establece consideraciones diferenciadas para crudo pesado, crudo ligero y gas.

Respecto al **crudo**, a medida que aumenta la gravedad API, en términos generales disminuye la viscosidad, mejora la movilidad del fluido y se amplía la ventana de recuperación alcanzable con mecanismos primarios, secundarios y mejorados. Por esa razón, el punto de entrada para reconocer reducción del X debe ser más bajo en los segmentos de menor API y más exigente en los segmentos de mayor API

Por su parte, en los campos de gas, la metodología separa gas seco, gas condensado y gas asociado al crudo. Los tres sistemas presentan envolventes de recuperabilidad distintas a nivel de campo. En reservorios volumétricos de gas seco, la literatura reporta recuperaciones últimas comunes del orden de 80 % a 90 %, con reducciones importantes

Memoria Justificativa del proyecto de Acuerdo xx del 2026

“Por el cual se establecen los lineamientos, metodologías y condiciones para el reconocimiento del beneficio de reducción del derecho económico de participación en la producción (X%) y se dictan otras disposiciones”

Pág. 31 de 45

cuando domina el empuje de agua. En gas condensado, los límites de recuperación dependen fuertemente del reciclaje, de la presión y de la severidad del banco de condensado. En gas asociado al crudo, la recuperación del gas queda condicionada por la estrategia de explotación del aceite, por el comportamiento del gas en solución y por la gestión de la capa de gas o del gas asociado producido.

Teniendo en cuenta lo anterior, se presentan los siguientes umbrales mínimos para los activos:

Tabla 3. Reducción del X para API ≤ 10.

Intervalo ΔFRUE	5 % ≤ FRUE ≤ 10 %	10 % < FRUE ≤ 15 %	15 % < FRUE ≤ 20 %	20 % < FRUE ≤ 30 %	FRUE > 30 %
0 < ΔFRUE ≤ 2 %	20 %	25 %	30 %	35 %	40 %
2 < ΔFRUE ≤ 5 %	30 %	35 %	40 %	45 %	50 %
5 < ΔFRUE ≤ 8 %	35 %	40 %	45 %	50 %	55 %
8 < ΔFRUE ≤ 12 %	40 %	45 %	50 %	55 %	60 %
12 < ΔFRUE ≤ 18 %	45 %	50 %	55 %	60 %	65 %
ΔFRUE > 18 %	50 %	55 %	60 %	65 %	70 %

Regla previa. Si el FRUE base es menor que 5 %, la reducción del X es 0 %. Fuente VORP.

Tabla 4 Reducción del X para 10 < API ≤ 15.

Intervalo ΔFRUE	10 % ≤ FRUE ≤ 15 %	15 % < FRUE ≤ 20 %	20 % < FRUE ≤ 25 %	25 % < FRUE ≤ 35 %	FRUE > 35 %
0 < ΔFRUE ≤ 2 %	15 %	20 %	25 %	30 %	35 %
2 < ΔFRUE ≤ 5 %	25 %	30 %	35 %	40 %	45 %
5 < ΔFRUE ≤ 8 %	30 %	35 %	40 %	45 %	50 %
8 < ΔFRUE ≤ 12 %	35 %	40 %	45 %	50 %	55 %
12 < ΔFRUE ≤ 18 %	40 %	45 %	50 %	55 %	60 %
ΔFRUE > 18 %	45 %	50 %	55 %	60 %	65 %

Memoria Justificativa del proyecto de Acuerdo xx del 2026

“Por el cual se establecen los lineamientos, metodologías y condiciones para el reconocimiento del beneficio de reducción del derecho económico de participación en la producción (X%) y se dictan otras disposiciones”

Pág. 32 de 45

Regla previa. Si el FRUE base es menor o igual a 10 %, no procede reducción adicional por debajo del umbral definido para el intervalo API. Fuente VORP.

Tabla 5. Reducción del X para $15 < API \leq 22$.

Intervalo Δ FRUE	$15 \% \leq \text{FRUE} \leq 20 \%$	$20 \% < \text{FRUE} \leq 25 \%$	$25 \% < \text{FRUE} \leq 30 \%$	$30 \% < \text{FRUE} \leq 40 \%$	FRUE > 40 %
$0 < \Delta\text{FRUE} \leq 2 \%$	10 %	15 %	20 %	25 %	30 %
$2 < \Delta\text{FRUE} \leq 5 \%$	20 %	25 %	30 %	35 %	40 %
$5 < \Delta\text{FRUE} \leq 8 \%$	25 %	30 %	35 %	40 %	45 %
$8 < \Delta\text{FRUE} \leq 12 \%$	30 %	35 %	40 %	45 %	50 %
$12 < \Delta\text{FRUE} \leq 18 \%$	35 %	40 %	45 %	50 %	55 %
$\Delta\text{FRUE} > 18 \%$	40 %	45 %	50 %	55 %	60 %

Regla previa. Si el FRUE base es menor o igual a 15 %, no procede reducción adicional por debajo del umbral definido para el intervalo API. Fuente VORP.

Tabla 6. Reducción del X para $22 < API \leq 29$.

Intervalo Δ FRUE	$25 \% \leq \text{FRUE} \leq 30 \%$	$30 \% < \text{FRUE} \leq 35 \%$	$35 \% < \text{FRUE} \leq 40 \%$	$40 \% < \text{FRUE} \leq 50 \%$	FRUE > 50 %
$0 < \Delta\text{FRUE} \leq 2 \%$	10 %	15 %	20 %	25 %	30 %
$2 < \Delta\text{FRUE} \leq 5 \%$	15 %	20 %	25 %	30 %	35 %
$5 < \Delta\text{FRUE} \leq 8 \%$	20 %	25 %	30 %	35 %	40 %
$8 < \Delta\text{FRUE} \leq 12 \%$	25 %	30 %	35 %	40 %	45 %
$12 < \Delta\text{FRUE} \leq 18 \%$	30 %	35 %	40 %	45 %	50 %
$\Delta\text{FRUE} > 18 \%$	35 %	40 %	45 %	50 %	55 %

Regla previa. Si el FRUE base es menor o igual a 20 %, no procede reducción adicional por debajo del umbral definido para el intervalo API. Fuente VORP.

Tabla 7. Reducción del X para $API > 29$.

Memoria Justificativa del proyecto de Acuerdo xx del 2026

“Por el cual se establecen los lineamientos, metodologías y condiciones para el reconocimiento del beneficio de reducción del derecho económico de participación en la producción (X%) y se dictan otras disposiciones”

Pág. 33 de 45

Intervalo Δ FRUE	$30 \% \leq \text{FRUE} \leq 35 \%$	$35 \% < \text{FRUE} \leq 40 \%$	$40 \% < \text{FRUE} \leq 45 \%$	$45 \% < \text{FRUE} \leq 55 \%$	$\text{FRUE} > 55 \%$
$0 < \Delta\text{FRUE} \leq 2 \%$	5 %	10 %	15 %	20 %	25 %
$2 < \Delta\text{FRUE} \leq 5 \%$	10 %	15 %	20 %	25 %	30 %
$5 < \Delta\text{FRUE} \leq 8 \%$	15 %	20 %	25 %	30 %	35 %
$8 < \Delta\text{FRUE} \leq 12 \%$	20 %	25 %	30 %	35 %	40 %
$12 < \Delta\text{FRUE} \leq 18 \%$	25 %	30 %	35 %	40 %	45 %
$\Delta\text{FRUE} > 18 \%$	30 %	35 %	40 %	45 %	50 %

Regla previa. Si el FRUE base es menor o igual a 25 %, no procede reducción adicional por debajo del umbral definido para el intervalo API. Fuente VORP.

Tabla 8. Reducción del X para gas seco.

Intervalo Δ FRUE	$75 \% \leq \text{FRUE} \leq 80 \%$	$80 \% < \text{FRUE} \leq 85 \%$	$85 \% < \text{FRUE} \leq 90 \%$	$90 \% < \text{FRUE} \leq 95 \%$	$\text{FRUE} > 95 \%$
$0 < \Delta\text{FRUE} \leq 1 \%$	10 %	15 %	20 %	25 %	30 %
$1 < \Delta\text{FRUE} \leq 3 \%$	15 %	20 %	25 %	30 %	35 %
$3 < \Delta\text{FRUE} \leq 5 \%$	20 %	25 %	30 %	35 %	40 %
$5 < \Delta\text{FRUE} \leq 8 \%$	25 %	30 %	35 %	40 %	No Aplica
$\Delta\text{FRUE} > 8 \%$	30 %	35 %	40 %	45 %	No Aplica

Regla previa. Si el FRUE base es menor o igual a 75 %, la reducción del X es 0 %. Fuente VORP.

En este contexto, la metodología se acompaña plenamente con el principio de proporcionalidad, en tanto establece una relación directa, razonable y equilibrada entre el beneficio otorgado y el resultado técnico obtenido. Lo anterior se evidencia en su triple dimensión así:

- **Idoneidad:** la reducción del derecho económico de participación en la producción es un instrumento adecuado para incentivar inversiones en campos maduros, habida cuenta de que mejora directamente la viabilidad económica de los PPI

Memoria Justificativa del proyecto de Acuerdo xx del 2026

“Por el cual se establecen los lineamientos, metodologías y condiciones para el reconocimiento del beneficio de reducción del derecho económico de participación en la producción (X%) y se dictan otras disposiciones”

Pág. 34 de 45

- **Necesidad:** El incentivo resulta necesario en la medida en que no existe actualmente otro mecanismo dentro del ordenamiento jurídico aplicable a los contratos E&P que promueva de manera efectiva la implementación de PPI por parte de las empresas del sector. En ausencia de este esquema, proyectos técnicamente viables, pero con rentabilidad limitada bajo las condiciones económicas ordinarias del contrato, no serían ejecutados, lo que podría traducirse en la pérdida de reservas técnicamente recuperables y en un menor aprovechamiento eficiente del recurso.
- **Proporcionalidad en sentido estricto:** el beneficio otorgado guarda relación directa con el esfuerzo realizado (inversión) y el resultado obtenido (Δ FRUE), mediante un sistema de graduación que se adecua a las características diferenciales de los diferentes tipos de hidrocarburos. La metodología se orienta a evitar subsidios excesivos y asegura que el Estado capture valor incremental.

5.4.4. Trámite y actos Administrativos a desarrollar con ocasión de la validación del acceso al beneficio

De acuerdo con el proyecto de acuerdo deben surtirse los siguientes momentos:

1. Presentación de la solicitud de acogimiento al beneficio por parte del contratista o titular, en los términos establecidos en el Acuerdo.
2. Evaluación de la solicitud por parte de la ANH y, de resultar procedente, suscripción del correspondiente otrosí contractual, mediante el cual se formaliza el acceso al beneficio.
3. Presentación del Proyecto de producción Incremental de acuerdo con lo establecido en el Artículo 4 de la resolución 40530 del 2025.
4. Evaluación técnica, económica y jurídica del PPI por parte de las áreas competentes de la ANH, incluyendo los análisis del grupo de fiscalización de la VORP o quien haga sus veces.
5. Aprobación por parte de la ANH mediante acto administrativo de carácter particular y concreto, el cual define la Curva Básica de producción, las condiciones de producción incremental y los parámetros aplicables para el reconocimiento del beneficio, incluyendo el X% reducido cuando corresponda.

Memoria Justificativa del proyecto de Acuerdo xx del 2026

“Por el cual se establecen los lineamientos, metodologías y condiciones para el reconocimiento del beneficio de reducción del derecho económico de participación en la producción (X%) y se dictan otras disposiciones”

Pág. 35 de 45

6. Implementación del PPI por parte del contratista, bajo las condiciones aprobadas, y seguimiento por parte de la ANH.
7. Determinación, autoliquidación y pago del derecho económico por concepto de participación por parte del contratista o titular, aplicando la reducción del X% de participación exclusivamente sobre la producción incremental efectivamente generada. Se aplicará de manera independiente a cada campo en el que se cumplan las condiciones establecidas como beneficio de haber presentado y ejecutado un PPI”.

Para esto, de acuerdo con el funcionamiento actual es deseable que el contratista o titular, presente. La autoliquidación del derecho económico con aplicación del beneficio en la periodicidad establecida en el contrato para el pago del derecho económico por concepto de participación en la producción. Para esto es importante que se determine: (a) el reporte de producción total del campo; (b) la identificación de producción base versus producción incremental; (c) cálculo de la reducción del X% aplicada; y (d) soporte técnico de la segregación de volúmenes

8. Verificación y validación técnica por parte de la ANH de la producción incremental y de la correcta aplicación del beneficio en la liquidación del derecho económico, en el marco de las funciones de seguimiento y fiscalización.

5.4.5. Compatibilidad de beneficio de reducción del X% de participación con otros beneficios

El párrafo 2 del artículo 7 del Proyecto de Acuerdo incorpora, en lo sustancial, el contenido del artículo 9 de la Resolución 40530 de 2025, el cual dispone que: *“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 (...).”*

A partir de esta disposición, se advierte que el marco normativo habilita, en principio, la coexistencia de beneficios, al no establecer una prohibición expresa de concurrencia entre la reducción del derecho económico por participación en la producción (X%) y los esquemas de regalías escalonadas.

No obstante, el párrafo 1 del referido artículo 9 introduce un elemento diferenciador al establecer que:

Memoria Justificativa del proyecto de Acuerdo xx del 2026

“Por el cual se establecen los lineamientos, metodologías y condiciones para el reconocimiento del beneficio de reducción del derecho económico de participación en la producción (X%) y se dictan otras disposiciones”

Pág. 36 de 45

*“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”.*

De lo anterior, se infiere que el acceso al beneficio de reducción del X% se encuentra condicionado a la formulación y presentación de un PPI con una finalidad específica y diferenciada, lo cual implica que dicho proyecto debe ser nuevo y no aquellos que ya se encuentran en ejecución bajo el esquema de regalías escalonadas.

Así, la redacción propuesta se mantiene alineada con el marco regulatorio vigente, en cuanto admite la concurrencia de beneficios, pero restringe la posibilidad de que un PPI en ejecución pueda acogerse de manera sobreviniente a un beneficio adicional. En tal sentido, la simultaneidad de beneficios únicamente resultaría procedente respecto de escenarios futuros, en los cuales se estructuren y presenten nuevos Proyectos de Producción Incremental que, desde su formulación, cumplan integralmente los requisitos exigidos para el reconocimiento de ambos beneficios.

5.4.6. Competencia de la ANH para el establecimiento de unas variables rectoras y formulación base para el reconocimiento del incentivo.

La interpretación armónica de los artículos 8 y 9 de la Resolución 40530 de 2025 permite concluir que la Agencia Nacional de Hidrocarburos cuenta con competencia para desarrollar metodologías y mecanismos técnicos orientados a la aprobación y mantenimiento de los PPI, en el ámbito de la aplicación del beneficio de reducción del derecho económico por concepto de participación (X%).

En efecto, mientras el artículo 8 incorpora herramientas para el control técnico de los proyectos, el artículo 9 asigna expresamente a la ANH la definición de la metodología, los lineamientos operativos y las condiciones aplicables para la implementación del beneficio asociado a la reducción del Derecho Económico por Concepto de Participación en la Producción (X%), siempre con sujeción al cumplimiento de las condiciones previstas en el artículo 5 de la misma resolución.

En este contexto, la Resolución 40530 de 2025, no limita el seguimiento de los proyectos a una única fórmula o indicador. Por el contrario, el hecho de que, el parágrafo del artículo

Memoria Justificativa del proyecto de Acuerdo xx del 2026

“Por el cual se establecen los lineamientos, metodologías y condiciones para el reconocimiento del beneficio de reducción del derecho económico de participación en la producción (X%) y se dictan otras disposiciones”

Pág. 37 de 45

8 disponga que el Índice de Incorporación de Reservas (IIR) se calcula “a partir” de una razón matemática, evidencia que dicha fórmula constituye una base técnica inicial para el control de los proyectos, sin agotar las herramientas de evaluación disponibles para la ANH. De esta manera, la regulación permite la incorporación de parámetros complementarios que faciliten una valoración integral del cumplimiento de las condiciones que caracterizan la producción incremental, esto es, el aumento del factor de recobro, la incorporación de nuevas reservas y el incremento de la producción frente a la curva base.

Esta interpretación fue confirmada por la Dirección de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía mediante el Radicado No. 2-2026-024017 del 1 de junio de 2026. En dicho pronunciamiento, la Dirección precisó que la razón matemática consistente en el Δ Índice de Incorporación de Reservas (Δ IIR) previsto en la Resolución 40530 de 2025 constituye un parámetro de control técnico de naturaleza auxiliar e indicativa, mas no excluyente, que debe servir como insumo para la evaluación integral de los PPI, pero no como una condición autónoma, automática o suficiente para aprobar, rechazar, modificar, mantener o terminar un proyecto. Asimismo, señaló que la razón matemática incorporada en el artículo 8 no constituye un requisito, causal o criterio único de decisión, sino una herramienta de seguimiento que permite observar, contrastar y verificar el comportamiento de los proyectos.

Adicionalmente, la Dirección de Hidrocarburos indicó que las verdaderas condiciones sustanciales para que un proyecto sea considerado de producción incremental son las previstas en el artículo 5 de la Resolución 40530 de 2025, a saber: (i) el aumento del factor de recobro, (ii) la incorporación de nuevas reservas y (iii) el incremento de la producción frente a la curva base.

Por ello, concluyó que la fórmula prevista en la regulación constituye únicamente un punto de partida para el control técnico y que la ANH puede estructurar parámetros complementarios de seguimiento que permitan verificar de manera más precisa el cumplimiento material de dichas condiciones. De acuerdo con lo establecido por la Dirección, el artículo da una habilitación que:

“permite que la ANH desarrolle un esquema técnico de seguimiento que incluya el Δ IIR como uno de los elementos de control, complementado con indicadores que permitan valorar el cumplimiento real del PPI.

Estos indicadores adicionales no crearían requisitos sustantivos distintos a los previstos en el artículo 5. Su función sería operacionalizar, medir y verificar el

Memoria Justificativa del proyecto de Acuerdo xx del 2026

“Por el cual se establecen los lineamientos, metodologías y condiciones para el reconocimiento del beneficio de reducción del derecho económico de participación en la producción (X%) y se dictan otras disposiciones”

Pág. 38 de 45

cumplimiento de dichas condiciones, evitando que el seguimiento se reduzca a una lectura aislada del ΔIIR ”

Con fundamento en estas competencias y en la interpretación efectuada por el Ministerio de Minas y Energía, el Anexo Técnico incorpora una metodología complementaria que utiliza como indicador de madurez del activo el **Factor de Recobro Último Esperado Base (FRUE base)** y como indicador del aporte del Proyecto de Producción Incremental (PPI) el **incremento absoluto del Factor de Recobro Último Esperado ($\Delta FRUE$)**. Esta metodología se encuentra alineada con los principios del Petroleum Resources Management System (PRMS) y con la lógica de incorporación de nuevas reservas que sustenta el régimen de producción incremental.

La metodología propuesta permite evaluar de manera integral el cumplimiento de las condiciones previstas en el artículo 5, pues relaciona el beneficio económico con mejoras estructurales y verificables en la recuperación final del yacimiento y en la incorporación de reservas. De esta forma, se evita que la evaluación del proyecto dependa exclusivamente de incrementos transitorios de producción o de una lectura aislada del ΔIIR , garantizando que el seguimiento se fundamente en variables técnicas directamente asociadas a la generación de valor incremental y al aprovechamiento eficiente de los recursos hidrocarburíferos.

6. Impacto Económico.

6.1. Impacto positivo de la inversión en el marco de la Implementación del PPI

La implementación de la metodología asociada al X% constituye un instrumento eficaz para incentivar la movilización de inversión en proyectos de producción incremental, especialmente en campos maduros que requieren intervenciones técnicas intensivas para sostener o aumentar su productividad.

La reducción condicionada del X de participación mejora los indicadores de rentabilidad de estos proyectos, facilitando la asignación de recursos de capital (CAPEX) y operación (OPEX), y habilitando la ejecución de actividades como reacondicionamientos, perforación de pozos adicionales, optimización de facilidades de superficie, inyección de fluidos y aplicación de técnicas de recobro mejorado.

Memoria Justificativa del proyecto de Acuerdo xx del 2026

“Por el cual se establecen los lineamientos, metodologías y condiciones para el reconocimiento del beneficio de reducción del derecho económico de participación en la producción (X%) y se dictan otras disposiciones”

Pág. 39 de 45

Este aumento en la inversión puede generar impacto directo y significativo en la generación de empleo, vinculada a actividades operativas, logísticas y de soporte. A su vez, dinamiza la demanda de bienes y servicios en las regiones productoras, fortaleciendo el tejido empresarial local mediante la contratación de proveedores en áreas como transporte, mantenimiento, servicios industriales, suministro de insumos, obras civiles, interventoría y tecnología aplicada a la operación.

Adicionalmente, la ejecución de PPI implica la incorporación y transferencia de tecnologías avanzadas orientadas a mejorar el factor de recobro, aspecto que contribuye al desarrollo de capacidades técnicas nacionales, promoviendo la innovación, la especialización del talento humano y la sofisticación de la industria nacional de hidrocarburos.

En conjunto, la inversión asociada a los PPI puede generar efectos multiplicadores en la economía regional, al incentivar encadenamientos productivos, más robusto en las zonas donde se desarrollan estas actividades.

6.1. Impacto en el recaudo por concepto derechos económicos X de participación

Desde el principio de neutralidad fiscal, si bien el porcentaje nominal del X% aplicable a los volúmenes incrementales presenta una reducción transitoria, el impacto neto global es altamente positivo. Al estimular el flujo de “barriles nuevos” —que en ausencia del incentivo permanecerían sin desarrollar por restricciones económicas—, el Estado amplía su base de participación sobre volúmenes que, en un escenario sin intervención, no generarían ingreso alguno. En este sentido, la ANH asegura la maximización de los ingresos corrientes de la Nación, capturando rentas que de otra forma serían inexistentes.

Adicionalmente, el diseño del incentivo mantiene incólume la participación estatal sobre la producción base, lo que garantiza que no se afecten los ingresos estructurales previamente esperados en los contratos. La reducción del X% se aplica de manera focalizada y condicionada únicamente sobre la producción incremental efectivamente verificada, lo cual permite equilibrar el estímulo a la inversión con la protección de la renta del Estado.

Desde una perspectiva dinámica, el aumento en los volúmenes producidos genera un efecto compensatorio que supera la disminución porcentual del X en el margen incremental, en la medida en que el mayor nivel de producción prolonga la vida

Memoria Justificativa del proyecto de Acuerdo xx del 2026

“Por el cual se establecen los lineamientos, metodologías y condiciones para el reconocimiento del beneficio de reducción del derecho económico de participación en la producción (X%) y se dictan otras disposiciones”

Pág. 40 de 45

económica de los campos, incrementa la frecuencia y cuantía de los flujos de caja hacia la Nación y mejora la eficiencia en el aprovechamiento del recurso.

En consecuencia, el esquema propuesto es fiscalmente responsable y optimiza la captura de valor para el Estado bajo un enfoque de largo plazo, alineando los intereses públicos con la viabilidad económica de los proyectos de producción incremental.

6.2. Beneficio en aumento de recaudo de regalías

De conformidad con lo dispuesto en el parágrafo 3 del artículo 16 de la Ley 756 de 2002 y el Decreto 3176 de 2002, la producción incremental generada en el marco de los PPI conlleva un aumento directo en la liquidación y transferencia de regalías, dado que incrementa los volúmenes de producción sobre los cuales se aplica el esquema de liquidación correspondiente.

La medida permite viabilizar la extracción de recursos que, en ausencia del incentivo, permanecerían sin desarrollarse por restricciones económicas. En consecuencia, la producción incremental contribuye simultáneamente al fortalecimiento de los ingresos de la Nación y del Sistema General de Regalías (SGR).

Este efecto resulta particularmente relevante en términos de sostenibilidad fiscal y redistribución territorial, dado que el aumento en el recaudo de regalías se traduce en mayores recursos para las entidades territoriales, destinados a la financiación de proyectos de inversión pública. Así, el esquema propuesto no solo optimiza el aprovechamiento del recurso en el subsuelo, sino que también amplifica los beneficios económicos derivados de su explotación, consolidando un impacto positivo tanto a nivel nacional como regional.

6.3. Impacto económico de la medida en la soberanía energética (reservas – factor de recobro).

En materia de seguridad y soberanía energética, la expedición del presente Acuerdo reviste especial relevancia estratégica, en la medida en que contribuye a mitigar el riesgo de disminución sostenida en los niveles de reservas y producción de hidrocarburos del país. En un contexto caracterizado por la madurez de los campos en operación y la declinación natural de sus tasas de producción, la implementación de incentivos

Memoria Justificativa del proyecto de Acuerdo xx del 2026

“Por el cual se establecen los lineamientos, metodologías y condiciones para el reconocimiento del beneficio de reducción del derecho económico de participación en la producción (X%) y se dictan otras disposiciones”

Pág. 41 de 45

orientados a viabilizar proyectos de recobro mejorado constituye en un instrumento esencial para garantizar la continuidad del abastecimiento energético nacional.

La medida propuesta permite transformar recursos contingentes o técnicamente recuperables, pero económicamente inviables bajo esquemas contractuales tradicionales, en reservas efectivamente explotables. De esta forma, se fortalece el Índice de Reposición de Reservas (IRR) y se amplía el horizonte de autosuficiencia energética, reduciendo la dependencia de importaciones y la exposición del país a la volatilidad de los mercados internacionales de hidrocarburos. Mantener la autosuficiencia energética es particularmente relevante en el contexto de transición energética, donde el mantenimiento de la seguridad energética es condición habilitante para una transición ordenada y socialmente justa.

Adicionalmente, al promover la incorporación de nuevas reservas en campos existentes, se optimiza el aprovechamiento de la infraestructura instalada y se maximiza el valor económico del recurso en el subsuelo, en concordancia con el mandato constitucional de uso eficiente de los recursos naturales no renovables. Este enfoque resulta consistente con una política energética responsable, orientada a la sostenibilidad del abastecimiento en el mediano y largo plazo, al tiempo que genera condiciones para una transición energética ordenada y fiscalmente viable.

En consecuencia, el ajuste del X% aplicable a la producción incremental no solo constituye un incentivo económico, sino una herramienta de política pública, que permite al Estado colombiano preservar su capacidad de autoabastecimiento, garantizar la confiabilidad del sistema energético y asegurar que la explotación de hidrocarburos continúe contribuyendo al desarrollo económico y social del país.

La materialización de la reglamentación del derecho económico de participación en la producción se configura como un incentivo para dar cumplimiento a las metas del Estado relativas a la Incorporación de Reservas. En este sentido, este instrumento impulsa su adición en línea con estándares internacionales como el PRMS..

Así mismo, permite que los campos maduros extiendan su horizonte técnico y económico, lo cual salvaguarda directamente el nivel de autoabastecimiento energético nacional en el mediano plazo.

7. Viabilidad o disponibilidad presupuestal

Memoria Justificativa del proyecto de Acuerdo xx del 2026

“Por el cual se establecen los lineamientos, metodologías y condiciones para el reconocimiento del beneficio de reducción del derecho económico de participación en la producción (X%) y se dictan otras disposiciones”

Pág. 42 de 45

La estructuración normativa, metodológica y operativa para la validación y seguimiento de los Proyectos de Producción Incremental respeta los derechos adquiridos de las compañías y opera mediante incentivos asociados al desempeño productivo.

En consecuencia, la adopción de este marco regulatorio no genera erogaciones adicionales al Presupuesto General de la Nación, ni exige apropiaciones presupuestales extraordinarias por parte del Ministerio de Minas y Energía o de la Agencia Nacional de Hidrocarburos.

La ANH no requiere incrementos en la planta de personal, ni la asignación de recursos administrativos adicionales, en la medida en que cuenta con la infraestructura tecnológica necesaria (sistemas de monitoreo, fiscalización y liquidación de participaciones) con el soporte técnico y profesional disponible al interior de sus dependencias misionales para la evaluación de curvas de declinación, el monitoreo dinámico y la liquidación periódica del derecho económico. El seguimiento técnico se desarrollará en el marco de las competencias ordinarias de fiscalización de la Entidad, sin generar cargas adicionales al presupuesto público.

8. Impacto medioambiental o sobre el patrimonio cultural de la Nación

El proyecto regulatorio, por su naturaleza económica y metodológica, no genera impactos negativos directos sobre el ambiente, ni sobre el patrimonio cultural de la Nación, en la medida en que no autoriza actividades extractivas nuevas, ni modifica las condiciones técnicas bajo las cuales estas se desarrollan.

Se precisa que el incentivo de carácter económico no altera, sustituye, exime ni flexibiliza las obligaciones ambientales previstas en la normativa vigente, ni los requisitos establecidos por la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) y las Corporaciones Autónomas Regionales en las licencias o permisos respectivos. En consecuencia, cualquier intervención operativa asociada a Proyectos de Producción Incremental (PPI), deberá ejecutarse en estricta sujeción a los instrumentos de manejo y control ambiental previamente aprobados, incluyendo los Planes de Manejo Ambiental (PMA), licencias ambientales y demás permisos aplicables.

Así mismo, la medida mantiene incólumes los mecanismos de seguimiento, control y fiscalización ambiental, los cuales continúan siendo ejercidos por las autoridades competentes dentro de los parámetros técnicos, operativos y legales vigentes. En este sentido, el eventual incremento en la actividad operativa derivado de la implementación

Memoria Justificativa del proyecto de Acuerdo xx del 2026

“Por el cual se establecen los lineamientos, metodologías y condiciones para el reconocimiento del beneficio de reducción del derecho económico de participación en la producción (X%) y se dictan otras disposiciones”

Pág. 43 de 45

de PPI deberá ser gestionado bajo los mismos estándares de prevención, mitigación, corrección y compensación de impactos ambientales, garantizando la protección de los ecosistemas y el uso sostenible de los recursos naturales.

Por regla general, los Proyectos de Producción Incremental (PPI) se implementan en campos maduros que cuentan con un instrumento de manejo y control ambiental mediante el cual se autoriza un conjunto de actividades, dentro de estas pueden estar comprendidas las técnicas de recobro mejorado asociadas a la ejecución del proyecto. En algunos casos, estos proyectos cuentan con licencia ambiental global.

No obstante, cuando la empresa no disponga de la autorización ambiental requerida para desarrollar las actividades derivadas de la implementación del PPI, deberá tramitar la modificación de la licencia ambiental existente o solicitar una nueva, según aplique de acuerdo con los términos establecidos en el Decreto 1076 de 2015. Lo anterior, con el propósito de salvaguardar la protección de la naturaleza frente a los potenciales impactos ambientales que puedan generarse con la implementación de estas nuevas técnicas.

De igual forma, resulta importante destacar que un criterio similar opera respecto de la garantía del derecho fundamental a la consulta previa, del cual son titulares los grupos étnicos que potencialmente puedan verse afectados de manera directa por la implementación de técnicas orientadas a incrementar el factor de recobro del yacimiento. En ese sentido, cuando las nuevas actividades incorporadas en el PPI no hayan sido consideradas en las solicitudes previamente presentadas sobre procedencia de consulta ante la Dirección de la Autoridad Nacional de Consulta Previa para el desarrollo del proyecto, la empresa interesada deberá adelantar la correspondiente solicitud de procedencia ante dicha dependencia y, de ser procedente, surtir el respectivo proceso de consulta previa con anterioridad a la aprobación de PPI.

Tanto el estado la autorización ambiental, como la constatación de las acciones respectivas en materia de consulta previa, serán considerados al momento de aprobar el PPI.

En ese caso, en el marco de los contratos y convenios de exploración y/o explotación de hidrocarburos, la regla histórica ha sido la obligación, en cabeza del Contratista de cumplir a cabalidad con las distintas exigencias sociales y ambientales, que dependiendo de la fase y etapa del contrato, se convierten en pasos previos a la realización de actividades propias del sector industrial o de extracción, con lo cual existe plena seguridad en el cumplimiento de los distintos instrumentos exigidos por la ley y la constitución como

Memoria Justificativa del proyecto de Acuerdo xx del 2026

“Por el cual se establecen los lineamientos, metodologías y condiciones para el reconocimiento del beneficio de reducción del derecho económico de participación en la producción (X%) y se dictan otras disposiciones”

Pág. 44 de 45

requisitos sine qua non de la ejecución contractual, lo cual no cambia ni se modifica con la implementación de los PPI.

En lo que respecta al patrimonio cultural, el Acuerdo tampoco introduce modificaciones a los regímenes de protección existentes. Cualquier actividad que implique intervención en áreas con potencial presencia de bienes de interés cultural o patrimonio arqueológico deberá cumplir con los procedimientos establecidos por las autoridades competentes, incluyendo la obtención de permisos y la adopción de medidas de manejo correspondientes.

En consecuencia, el alcance del presente proyecto se circunscribe a la generación de un incentivo económico, sin incidencia directa en la regulación ambiental o cultural, asegurando la plena compatibilidad con el marco normativo vigente en esta materia

9. Estudios Técnicos que sustentan el proyecto normativo.

Naturaleza de los estudios: El basamento recae en el "Análisis de Sensibilidad Económica y Modelación Financiera del X%" elaborado por la VORP de la ANH.

Este estudio simula los perfiles y curvas de declinación probabilística basándose en la data histórica centralizada por la entidad, demostrando que:

- Sin la aplicación del estímulo, el recaudo tendería asintóticamente a cero por el cierre precipitado de pozos en umbral de Límite Económico.
- Con la fórmula adoptada y condicionada, se garantiza un escenario fiscal simbiótico o neutral para el Estado respecto al volumen base y una plusvalía extractiva para el operador en volúmenes incrementales validados en pozo por el Ente Fiscalizador.

Bibliografía y marco normativo soporte:

1. Metodologías de estimación de reservas de la *Society of Petroleum Engineers (SPE-PRMS)*.
2. Ley 756 de 2002 y las bases técnicas contenidas en el Decreto 3176 de 2002.
3. Ley 2056 de 2020.

Memoria Justificativa del proyecto de Acuerdo xx del 2026

“Por el cual se establecen los lineamientos, metodologías y condiciones para el reconocimiento del beneficio de reducción del derecho económico de participación en la producción (X%) y se dictan otras disposiciones”

Pág. 45 de 45

4. Información proveniente de los Formularios Oficiales de Producción, consolidados en los aplicativos y bases de información y fiscalización vigentes administrados por la ANH.
5. Memorandos Técnicos de la Subgerencia de Fiscalización de la VORP, integrados a las proyecciones de declinación de activos en campos colombianos de alto grado de madurez.
6. Acuerdo 02 del 2026 – Agencia Nacional de Hidrocarburos

Johana Marcela Sierra Peñaloza
VICEPRESIDENCIA DE OPERACIONES Y REGALIAS

Martin Edmundo Cely Gomez
VICEPRESIDENCIA DE CONTRATOS DE HIDROCARBUROS

Pablo César Díaz Barrera
GERENTE DE ASUNTOS LEGALES Y CONTRATACION

Aprobó: Laura Camila Cristancho. Jefe Oficina Jurídica
Néilson Gregorio Lizarazo Suárez. Gerente de Operaciones VORP
Arbey Avendaño Castrillón. Gerente de Derechos Económicos y Regalías VORP
Wilfredy Bonilla Lagos. Gerente de Promoción y Asignación de Áreas
Óscar Mauricio Riveros Riveros. Gerente de Seguimiento a Contratos en Producción (E)

Revisó: Wilmer Fabrizio Alarcón Torrado. Abogado GALC
Adriana Zoraya Rios- Abogado VORP

Proyectó: Rossy Lorena Vallejo. Abogado GALC
Lina María Avila Urrego. Abogado GALC
Edgar Jaime Pinilla Forero – Ingeniero VORP
Jhon Harvey Sánchez Rodríguez – Ingeniero VORP