



RESOLUCIÓN NÚMERO **DE**

()

Por la cual se establecen los lineamientos para la solicitud, aprobación, ejecución, seguimiento, modificaciones y terminación a los Proyectos de Producción Incremental – PPIs

EL MINISTRO DE MINAS Y ENERGÍA

En ejercicio de sus facultades legales, y en especial de las conferidas por los numerales 5 y 8 del artículo 2 del Decreto 381 de 2012, el artículo 2.2.1.1.1.7 del Decreto 1073 de 2015 y el inciso tercero del artículo 3.1.1.2.1 del Decreto 1821 de 2020, y

CONSIDERANDO

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

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

Que, el artículo 29 de la Ley 1753 de 2015 reiteró la aplicación del párrafo 3 del artículo 16 de la Ley 756 de 2002 a todos los proyectos de producción incremental, entendiendo que estos proyectos son aquellos que incorporan nuevas reservas recuperables como consecuencia de inversiones adicionales realizadas a partir de la fecha de promulgación de la citada ley y que se encuentren encaminadas a aumentar el factor de recobro de los yacimientos existentes. el numeral 2 del literal A del artículo 7 de la Ley 2056 de 2020 señala que es función del Ministerio de Minas y Energía establecer los lineamientos para el ejercicio de las actividades de exploración y explotación de recursos naturales no renovables y su fiscalización, entre otras, procurando el aseguramiento y optimización de la extracción de dichos recursos, en consideración de las mejores prácticas de la industria.

Que, conforme con el numeral 2 del literal B del artículo 7 de la Ley 2056 de 2020 corresponde a la Agencia Nacional de Hidrocarburos, como entidad adscrita al Ministerio de Minas y Energía, entre otras, ejercer el seguimiento y control de los contratos y convenios para el desarrollo de actividades de exploración y producción de hidrocarburos. Adicionalmente, de conformidad con el artículo 18 de la mencionada ley, todo el volumen producido en un campo de producción de hidrocarburos sobre el cual se hayan acometido inversiones adicionales encaminadas a aumentar el factor de recobro de los yacimientos existentes será considerado incremental.

Que el artículo 2 del Decreto 3176 de 2002 establece el procedimiento para la presentación de los Proyectos de Producción Incremental ante la Dirección de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía, con el fin de dar aplicación a la distribución escalonada de regalías de que trata el párrafo 3 del artículo 16 de la Ley 756 de 2002, y en particular, lo referente a la definición de la Curva Básica de Producción, la Descripción General del Proyecto de Producción Incremental y sus términos de aplicación.

Que, el numeral 5 del artículo 2 del Decreto 381 de 2012 dispuso que el Ministerio de Minas y Energía ostenta la competencia para *“Formular, adoptar, dirigir y coordinar la política sobre las actividades relacionadas con el aprovechamiento integral de los recursos naturales no renovables y de la totalidad de las fuentes energéticas del país”*. Así mismo, el numeral 8 del precitado artículo definió que es función de esta cartera *“Expedir los reglamentos del sector”*

Continuación de la Resolución: *“Por la cual se establecen los lineamientos para la solicitud, aprobación, ejecución, seguimiento, modificaciones y terminación a los Proyectos de Producción Incremental – PPIs”*

para la exploración, explotación, transporte, refinación, distribución, procesamiento, beneficio, comercialización y exportación de recursos naturales no renovables y biocombustibles”.

Que, el numeral 3 del artículo 3 del Decreto 714 de 2012 establece como responsabilidades de la Agencia Nacional de Hidrocarburos: *“... administrar los contratos y convenios de exploración y explotación de hidrocarburos de propiedad de la Nación, con excepción de los contratos de asociación que celebró Ecopetrol hasta el 31 de diciembre de 2003, así como hacer el seguimiento al cumplimiento de todas las obligaciones previstas en los mismos”.*

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

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

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

Que, mediante memorando 3-2024-036318 del 24 de octubre de 2024, la Dirección de Hidrocarburos emitió concepto a la Oficina Asesora Jurídica, señalando la necesidad de expedir una nueva norma con el objetivo de definir lineamientos para la presentación y aprobación de los proyectos e inversiones encaminadas a generar producción incremental de hidrocarburos, resaltando como aspectos relevantes los siguientes:

“El Ministerio de Minas y Energía plantea la necesidad de realizar una articulación sectorial para fomentar la búsqueda e implementación de proyectos que aumenten la producción de hidrocarburos y aumenten las reservas de hidrocarburos con las que cuenta el país, llevando consigo, la transición energética que consolide la seguridad y soberanía energética nacional, buscando la autosuficiencia para atender la demanda actual. De esta manera se pretende que, con la regulación, los Proyectos de Producción Incremental PPIs, incorporen nuevas reservas recuperables como consecuencia de inversiones adicionales que se realicen a partir de la fecha que sea expedida la regulación la cual busca aumentar el factor de recobro de los yacimientos existentes.

También se considera habilitación de PPI hasta el límite técnico, dado que puede revisarse en cualquier momento la continuidad o finalización del PPI, a petición del Operador; la producción Incremental no provendría necesariamente de pozos adicionales, sino de actividades adicionales que incrementen producción bajo una premisa de flexibilidad para el cumplimiento del programa propuesto por el Operador.”

Que, para la aplicación de los señalados instrumentos normativos, tanto por parte de las entidades competentes como de la industria, se ha identificado la necesidad de establecer un instrumento regulatorio que propenda por el desarrollo de los Proyectos de Producción Incremental que conlleven al aumento de producción y reservas de hidrocarburos de manera responsable y de conformidad con el adecuado gerenciamiento de los yacimientos hidrocarbúferos. Para ello, se requiere la concurrencia y coordinación entre la cartera Ministerial y la Agencia Nacional de Hidrocarburos, dando una señal regulatoria que impulse la inversión en innovación tecnológica que se traduzca en mejores resultados en cada uno

Continuación de la Resolución: “Por la cual se establecen los lineamientos para la solicitud, aprobación, ejecución, seguimiento, modificaciones y terminación a los Proyectos de Producción Incremental – PPIs”

de los procesos en la producción de hidrocarburos. Igualmente, se propende por la armonización de la regulación frente a los diferentes instrumentos contractuales establecidos para las actividades de exploración y producción de hidrocarburos, amparando el cumplimiento de las disposiciones ambientales y compromisos contractuales vigentes.

Que, en relación con lo dispuesto por el artículo 2.2.1.7.5.6. del Decreto 1074 de 2015, el cual señala el deber de solicitar concepto previo al Ministerio de Comercio, Industria y Turismo, la Dirección de Hidrocarburos concluyó que, toda vez que la finalidad de este proyecto no consiste en la expedición de un reglamento técnico de producto sino que busca ajustar y brindar claridad sobre las condiciones y requisitos en torno a la aprobación, ejecución y seguimiento a los Proyectos de Producción Incremental, no resulta ser un reglamento técnico de los que son objeto del Acuerdo de Obstáculos Técnicos al Comercio de la Organización Mundial del Comercio y por lo tanto, no se requiere la solicitud de concepto previo de que trata el artículo en mención.

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

Que de acuerdo con lo establecido en el artículo 7 de la Ley 1340 de 2009, modificado por el artículo 146 de la Ley 1955 de 2019, el proyecto se sometió al concepto del Superintendente Delegado para la Protección de la Competencia de la Superintendencia de Industria y Comercio

Que, por lo anterior,

RESUELVE:

CAPITULO I DISPOSICIONES GENERALES

Artículo 1. Objeto. Establecer los lineamientos técnicos para la aprobación, ejecución, seguimiento y terminación de los Proyectos de Producción Incremental – PPIs que se formulen con posterioridad a la entrada en vigencia de la Ley 2056 de 2020.

Artículo 2. Ámbito de aplicación. Las disposiciones contenidas en la presente resolución aplican a todas las personas jurídicas que desarrollen actividades de producción de hidrocarburos en el territorio nacional bajo la figura jurídica de Contrato o Convenio de Explotación o de E&P y Contratos de Asociación,

Parágrafo. En los casos en que, previamente a la vigencia desde la Ley 2056 de 2020, se hayan aprobado por la autoridad competente, proyectos de producción incremental o se hayan suscrito contratos de producción incremental, de conformidad con el procedimiento dispuesto para el efecto, por los artículos 16 de la Ley 756 de 2002 y 29 de la Ley 1753 de 2015, y al Decreto 3176 de 2002 se mantendrán las condiciones pactadas a tal aprobación y suscripción.

Artículo 3. Definiciones. Sin perjuicio de las definiciones establecidas en el Decreto 1073 de 2015 y normas complementarias o sustitutivas que regulan las actividades de exploración y producción de hidrocarburos, para la aplicación de la presente resolución, se tendrán en cuenta las siguientes definiciones y siglas:

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

Continuación de la Resolución: “Por la cual se establecen los lineamientos para la solicitud, aprobación, ejecución, seguimiento, modificaciones y terminación a los Proyectos de Producción Incremental – PPIs”

Área de Producción Inactiva: Pozo o conjunto de pozos que, sin importar su propósito técnico (extraer, monitorear o servir para desarrollar actividades de recobro secundario o terciario) ha(n) acumulado de forma continua ciento ochenta (180) días calendario de inactividad. No se considerarán actividades que disminuyan este plazo, las siguientes: i) Toma de registro eléctricos o niveles de fluido en cualquiera de sus modalidades, ii) Prueba de presión, iii) Periodos de flujo o activación inferiores a doce (12) horas.

Área de Producción no Desarrollada: Pozo o conjunto de pozos que ha(n) preservado las condiciones técnicas iniciales de desarrollo a cuando fue declarada o aprobada su comercialidad según sea el caso, y que son sujetos de mejora en su factor de recobro mediante cualquier actividad técnica (implementación técnica de recobro secundario y terciario, cambios masivos de la estrategia de levantamiento artificial y/o desarrollo de actividades de recompletamiento en pozos de existentes).

Contrato de Producción Incremental: Son todos aquellos contratos que celebre Ecopetrol S.A. con el objetivo de obtener Producción Incremental en campos en explotación desarrollados a partir de un Contrato de Asociación. El área de un Contrato de Producción Incremental podrá involucrar más de un campo, caso en el cual, para efectos de liquidación de regalías se definirá la Curva Básica, la Producción Básica y la Producción Incremental individualmente por cada campo.

Curva Básica de Producción (Curva Básica o Curva Base): Pronóstico de producción de un área determinada, expresado en barriles de petróleo por día o pies cúbicos de gas por día, promedio mensual, al momento de su definición, sustentado en la proyección futura del comportamiento de los yacimientos que lo componen, las instalaciones de producción en fondo y superficie, las prácticas y métodos de producción establecidos el mercado existente y la eficiencia de la operación.

Factor X (Derecho Económico por Concepto de Participación en la Producción (X %)): Retribución en dinero o en especie, ofrecida por los Contratistas, correspondiente a un porcentaje de la Producción Base, como contraprestación por la asignación del Área y el otorgamiento del Contrato, medida en el Punto de Fiscalización o de Medición Oficial, después de descontar el volumen de regalías. Sus términos y características se estipulan en el correspondiente negocio jurídico, con sujeción al Reglamento de Contratación para Exploración y Explotación de Hidrocarburos, aplicable a los Contratos y Convenios de Explotación o E&P administrados por la Agencia Nacional de Hidrocarburos, o quien haga sus veces. Debe corresponder siempre a porcentaje sin fracción e igual o mayor a uno por ciento (1 %).

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

Fecha de Firmeza: Fecha a partir de la cual se inicia un compromiso contractualmente respaldado.

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

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

Modificación: Acto por el cual las Partes deciden variar parcialmente el Proyecto de Producción Incremental que se encuentra en curso de ejecución, sin que con ello desaparezca el objeto principal del PPI.

Continuación de la Resolución: “*Por la cual se establecen los lineamientos para la solicitud, aprobación, ejecución, seguimiento, modificaciones y terminación a los Proyectos de Producción Incremental – PPIs*”

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

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

Pozo Inactivo: Pozo en perforación, perforado, terminado que no ha prestado ningún servicio o pozo terminado que ha prestado algún servicio, pero que no se encuentra desarrollando alguna actividad, ya sea de producción, inyección, monitoreo, disposición o perforación, esta última cuando aplique, durante un período de máximo seis (6) meses continuos.

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

Producción Incremental: Volumen de hidrocarburos, expresado en barriles de petróleo por día o pies cúbicos de gas natural por día, que se obtiene por encima de la Curva Básica de Producción a partir de la puesta en operación de un Proyecto de Producción Incremental.

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

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

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

CAPITULO II

REQUISITOS PARA LA PRESENTACIÓN DE LA SOLICITUD, LA EVALUACIÓN Y POSTERIOR APROBACIÓN O RECHAZO DE PROYECTOS DE PRODUCCIÓN INCREMENTAL (PPI)

Artículo 4. Instrumentos sobre los cuales se podrá solicitar un Proyecto de Producción Incremental. Se podrá presentar una solicitud para un Proyecto de Producción Incremental en los siguientes casos:

1. Convenios de explotación firmados con Ecopetrol y ANH.
2. Contratos de Asociación firmados por Ecopetrol con Terceros.
3. Convenios de Exploración y Explotación, suscritos con la ANH o quien haga sus veces.
4. Contratos de Exploración y Producción, suscritos con la ANH o quien haga sus veces.

Artículo 5. Requisitos para solicitar un Proyecto de Producción Incremental. Los proyectos de producción incremental deberán cumplir los siguientes requisitos que serán evaluados para determinar su aprobación:

Continuación de la Resolución: “Por la cual se establecen los lineamientos para la solicitud, aprobación, ejecución, seguimiento, modificaciones y terminación a los Proyectos de Producción Incremental – PPIs”

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

En todos estos casos, ha de considerarse que la variación sea positiva con referencia en su parámetro anteriormente calculado, debidamente soportado y oficializado (es decir, parámetros validados y aprobados). Esta condición deberá permanecer durante el tiempo que el proyecto exista, de tal manera que permita la aplicación y consideración de los beneficios a los que se accediera por este intermedio.

Artículo 6. Requerimientos de información. La compañía operadora deberá allegar a la Agencia Nacional de Hidrocarburos - ANH, o quien haga sus veces, una propuesta detallada en donde se incluya información relacionada con cada uno de los siguientes componentes del “*Plan de Desarrollo del Proyecto de Producción Incremental*” y que represente una promesa de valor en términos de reservas adicionales por medio del mejoramiento del factor de recobro o cualquier información adicional que considere el operador, conteniendo como mínimo:

a. Generalidades

El operador deberá incluir la información referente a ubicación geográfica y demás que considere relevante y permita caracterizar e identificar particularidades del área donde se pretenda desarrollar el Proyecto de Producción Incremental.

b. Componente de Geología y Geofísica del campo

1. Contexto geológico regional.
2. Geología del petróleo: información básica sobre roca generadora, rocas almacenadoras, roca sello, tipo de trampa, generación, migración, incluyendo la columna estratigráfica tipo del área.
3. Petrofísica: principales resultados de la última interpretación petrofísica, indicando: la fecha, parámetros usados en el estudio, cálculo de porosidades, permeabilidades, saturaciones de los fluidos, entre otros, de las formaciones involucradas dentro de las actividades objeto de la solicitud del PPI, e imagen de la interpretación petrofísica tipo, donde se involucren las variables calculadas, en el área de los pozos objeto de los trabajos que se estén proponiendo.
4. Correlación estructural al tope de cada una de las formaciones involucradas dentro de las actividades objeto de la solicitud del PPI, incluyendo todos los pozos que se encuentran en el área objeto de los trabajos que se estén proponiendo (incluyendo los pozos objetivo).
5. Resultados de la última interpretación sísmica o reinterpretación, indicando la fecha y los mapas estructurales en profundidad al tope de las formaciones involucradas dentro de las actividades objeto de la solicitud del PPI.

c. Componente de Ingeniería de Yacimientos

1. Cálculo de volúmenes originales en sitio, indicando la metodología utilizada para los mismos.
2. Evolución y trazabilidad de los volúmenes objeto del Proyecto de Producción Incremental, contenidos en los reportes históricos del Índice de Reposición de Reservas.
3. Estado mecánico actualizado de todos los pozos del campo, incluyendo:
 - 3.1. Estado actual del pozo si a la fecha de la solicitud no ha sido aprobado el cambio en su condición de operación (activo / inactivo / productor / inyector / suspendido / abandonado, etc.)
 - 3.2. Notas aclaratorias cuando ameriten reapertura o cierre de intervalos.

Continuación de la Resolución: “Por la cual se establecen los lineamientos para la solicitud, aprobación, ejecución, seguimiento, modificaciones y terminación a los Proyectos de Producción Incremental – PPIs”

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

1. Historia de producción pozo a pozo, para los pozos objeto de la solicitud del PPI. Se deberá presentar tanto en tablas de Excel en formato requerido para la carga en bases de datos de *software* de análisis de producción, como en forma gráfica, resaltando los principales hitos del campo que permitan un mejor entendimiento de su evolución.
2. Mapas de burbuja por unidad productora, haciendo especial detalle en las áreas de la propuesta. Indicar escala del mapa y conservar escalamiento de la imagen.
3. Estimación de reservas del campo por diferentes métodos tales como: curvas de declinación al límite económico y al límite técnico, balance de materiales y modelos de simulación.
4. Evolución de los volúmenes de recursos y reservas en el tiempo desde el inicio de la explotación hasta el momento de la solicitud del Proyecto de Producción Incremental.
5. Historia de presiones del campo que permita observar el comportamiento por patrones, bloques, formación, etc., involucrados dentro de la solicitud de PPI, indicando el año de adquisición de la lectura de presión.
6. Si se dispone de modelos de simulación, se deberán suministrar los resultados de las corridas de simulación de yacimientos en formato Excel para los siguientes escenarios:
 - 6.1. Corrida caso base.
 - 6.2. Corrida caso base más incremental por cada actividad asociada al PPI.
7. Factor de recobro actual del campo, factor de recobro último esperado actual y valor esperado una vez se implemente el PPI.

e. Componente de Producción y Facilidades

Modelo Operacional que considere un análisis nodal integrado y sus resultados, a través del Plan de manejo de producción acorde al desarrollo del PPI.

f. Curva Base de Producción y Reservas Incrementales

1. Pronósticos de producción de los fluidos del campo, con corte al límite técnico.
2. Análisis de declinación para el establecimiento de la Curva Base de Producción, teniendo en cuenta el mecanismo de producción en la definición de esta.
3. Curva de producción incremental propuesta.

g. Inversión del Proyecto

Respecto a las actividades a ejecutar, se deberá relacionar la inversión estimada asociada a cada una de ellas, junto con el volumen objetivo, la descripción general del trabajo a realizar, fecha estimada de ejecución de los trabajos a realizar. En todo caso el operador podrá presentar información adicional que considere para mayor claridad del proyecto.

h. Cronograma detallado de ejecución, identificando los hitos y la estructura de medición para cumplimiento de éstos

i. Evaluación Financiera del Proyecto

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

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

Continuación de la Resolución: “Por la cual se establecen los lineamientos para la solicitud, aprobación, ejecución, seguimiento, modificaciones y terminación a los Proyectos de Producción Incremental – PPIs”

Artículo 7. Establecimiento de la Curva Básica de Producción. Para establecer la curva base del Proyecto de Producción Incremental, el operador deberá incluir en su propuesta la siguiente información:

1. Hacer inventario de los pozos existentes, junto con su clasificación (activos, inactivos, suspendidos temporalmente y abandonados), identificando según sean productores, inyectoros, de disposición o de monitoreo.
2. Relación específica de los pozos en la Curva Básica, los cuales harán parte del Proyecto de Producción Incremental, para la evaluación y aprobación de la Agencia Nacional de Hidrocarburos o quien haga sus veces.
3. Proponer una curva de producción base para la evaluación y aprobación de la Agencia Nacional de Hidrocarburos o quien haga sus veces, que estará compuesta por el aporte de todos los pozos (activos, inactivos y suspendidos temporalmente) que hagan parte del PPI, a partir de un pronóstico de producción de petróleo y/o gas por pozo hasta el límite técnico. La sumatoria del pronóstico de todos los pozos constituye la curva básica de producción. En lo referente a los pozos inactivos y suspendidos temporalmente que se incluyan en el Proyecto de Producción Incremental, el operador deberá presentar un cronograma indicando la fecha estimada de reactivación de dichos pozos y el tipo de trabajo a ejecutar. Se entiende que una vez reactivados, la producción de los pozos inactivos y suspendidos temporalmente constituye producción básica y será liquidada con la regalía aplicable. La oficialización de la incorporación del pronóstico de dichos pozos en la Curva Básica de Producción se efectuará una vez entre en condiciones estabilizadas de flujo y producción.
4. Implementar las mejores prácticas internacionales de la industria del petróleo y del gas, tendientes a garantizar el máximo aprovechamiento y drenaje de los volúmenes existentes, con los pozos existentes al momento de ser aprobado el PPI. El abandono de cualquiera de estos pozos que pertenecen al PPI, deberá ser soportado técnicamente de manera individual por pozo ante la ANH o quien haga sus veces, y su aprobación estará supeditada a: i) fallas severas de integridad que no sean corregibles para el estado mecánico actual, ii) pérdida incorregible de la condición de flujo o productividad, iii) riesgo ambiental inminente en virtud de su ubicación geográfica o espacial que exponga la vida de las personas, el medio ambiente o la seguridad de los procesos. En tales casos el operador podrá solicitar la revisión de la Curva Básica.
5. La curva base será establecida por campo de producción o área dentro de éste, y no por contrato o convenio. Una vez aprobada la Curva Básica de Producción en los Proyectos de Producción Incremental, ésta sólo podrá ser modificada previa solicitud motivada por el operador para evaluación y aprobación de la ANH, o quien haga sus veces. Se considerará que existe Producción Incremental siempre y cuando se haya obtenido por producto de las actividades de inversión aprobadas en el Proyecto de Producción Incremental y se haya obtenido en superficie producción asociada a estas.

Parágrafo 1. La Agencia Nacional de Hidrocarburos, o quien haga sus veces, podrá solicitar información adicional que se requiera para la evaluación y aprobación de la curva básica de producción.

Parágrafo 2. Podrá variar la Curva Básica al darse alguno de los siguientes cambios que impacten el proyecto:

1. El operador podrá abandonar los pozos inactivos que a su juicio requieran abandono definitivo, cumpliendo con las disposiciones y normatividad vigentes para tal efecto, sin que esto afecte la Curva Básica.
2. Pozos de alto riesgo o inversiones no rentables financieramente podrán ser excluidos del PPI si las partes así lo acuerdan.
3. Si al observarse pérdida de productividad, eventos operacionales, fallas repetitivas u otra de índole técnico, que impacte negativamente el comportamiento de producción, el operador podrá solicitar la revisión específica de dicho caso a la ANH o quien haga sus veces, y de proceder, se ajustaría la Curva Básica de Producción.

Continuación de la Resolución: “Por la cual se establecen los lineamientos para la solicitud, aprobación, ejecución, seguimiento, modificaciones y terminación a los Proyectos de Producción Incremental – PPIs”

Artículo 8. Evaluación y / o aprobación de los PPIs. Una vez presentada la solicitud de aprobación del PPI ante la Agencia Nacional de Hidrocarburos, o quien haga sus veces, la Entidad tendrá como máximo treinta (30) días para solicitar aclaraciones, complementaciones, correcciones y cualquier otro ajuste.

La solicitud se deberá aclarar o complementar, so pena de rechazo, en un lapso de veinte (20) días siguientes a partir del recibo de la comunicación de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, o quien haga sus veces. Este plazo podrá ser prorrogado máximo por diez (10) días más. En todo caso no se podrá extender el periodo de evaluación de la solicitud de PPI por más de sesenta (60) días, momento en el cual se emitirá la aprobación o rechazo mediante acto administrativo correspondiente.

Una vez recibida la respuesta oficial de aprobación, el Operador tendrá treinta (30) días para iniciar las actividades contempladas en el PPI.

Parágrafo: La Agencia Nacional de Hidrocarburos, o quien haga sus veces, tendrá como parámetro de control para aprobar y mantener vigente un PPI, la variación positiva del Índice de Incorporación de Reservas entre mediciones anuales, o cuando menos, diferencia neutra “o cero”, calculándose este a partir de la siguiente razón matemática:

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

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

Donde,

IIR: Índice de Recuperación de Reservas

NR: Nuevas Reservas

EV: Evaluaciones o reevaluaciones de Reservas

EOR: Incorporaciones por Recobro Mejorado

P: Producción

Δ (IIR): Variación del Índice de Recuperación de Reservas

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

Artículo 9. Consideraciones particulares. Ténganse presentes las siguientes consideraciones particulares para la estructuración y desarrollo de los Proyectos de Producción Incremental:

1. La Curva Básica de un proyecto aplicará a partir de la fecha de firmeza de la resolución que apruebe el PPI.
2. Cualquier modificación al PPI inicialmente aprobado, conllevará a la debida evaluación de las consideraciones presentadas por el operador a la Agencia Nacional de Hidrocarburos o quien haga sus veces, y esta última determinará si se trata de un nuevo proyecto o la continuación del inicialmente aprobado, con el consecuente ajuste a la Curva Básica si procediera.

CAPÍTULO III

OTRAS DISPOSICIONES

Artículo 10. Reducción en el Factor X. Sin perjuicio de otros beneficios aplicables, se reconocerá la reducción en el Factor X a aquellos contratos y / o convenios que consideren dicho factor, teniendo en cuenta el factor de recobro último estimado vigente a la fecha de suscripción del PPI, de la siguiente manera:

1. Se tomarán rangos de variación de la producción (aumento) a partir del 5 % y hasta 50 % o más, como se observa en los seis (06) grupos o rangos desplegados en la columna izquierda de la Tabla 1.

Continuación de la Resolución: “Por la cual se establecen los lineamientos para la solicitud, aprobación, ejecución, seguimiento, modificaciones y terminación a los Proyectos de Producción Incremental – PPIs”

2. El Factor de Recobro actual del campo o campos será tomado con base en la valoración vigente al momento de postular el Proyecto teniendo en cuenta el Recobro Último Esperado (EUR), para valores menores o iguales a 20 % y hasta 60,1 % o más, para campos de petróleo o gas, según aplique. De esta manera, se tienen los siete (7) rangos mostrados en la parte superior de las columnas en la Tabla 1.
3. La reducción aplicable en el Factor X variará entre 5 y 70 %, con respecto al valor actualmente pactado.

Considérese para tal efecto la siguiente tabla:

Tabla 1. Aplicación del Beneficio en el Factor X

FR	<= 20%	20,1 - 25%	25,1 - 30%	30,1 - 40%	40,1 - 50%	50,1 - 60%	> 60,1%
Aumento de Producción	Reducción en Factor X						
5 - 9,9%	5%	15%	20%	25%	30%	35%	45%
10 - 19,9%	10%	20%	25%	30%	35%	40%	50%
20 - 29,9%	15%	25%	30%	35%	40%	45%	55%
30 - 39,9%	20%	30%	35%	40%	45%	50%	60%
40 - 49,9%	25%	35%	40%	45%	50%	55%	65%
> 50%	30%	40%	45%	50%	55%	60%	70%

Y téngase como referencia para lectura de la Tabla 1 el siguiente modelo (basados en la columna resaltada en el recuadro):

Para un campo con Factor de Recobro (FR) igual o inferior a 20 %, reconózcase una reducción posible en el Factor X aplicable contractualmente, así:

- a. Reducción del 30 % si el aumento en la producción con respecto a la curva básica es del 50 % o más, durante el período.
- b. Reducción del 25 % si el aumento en la producción con respecto a la curva básica varía entre 40 y 49,9 %, durante el período.
- c. Reducción del 20 % si el aumento en la producción con respecto a la curva básica varía entre 30 y 39,9 %, durante el período.
- d. Reducción del 15 % si el aumento en la producción con respecto a la curva básica varía entre 20 y 29,9 %, durante el período.
- e. Reducción del 10 % si el aumento en la producción con respecto a la curva básica varía entre 10 y 19,9 %, durante el período.
- f. Reducción del 5 % si el aumento en la producción con respecto a la curva básica varía entre 5 y 9,9 %, durante el período.

Parágrafo 1. Para aquellos Proyectos a desarrollar en campo o campos de producción que operen bajo Contratos o Convenios de Explotación, donde no se aplique la figura de Factor X, ha de considerarse como Beneficio aquel producto del pago de regalías según lo establece la Ley 756 de 2002.

Parágrafo 2. La producción obtenida en el PPI deberá liquidarse de manera mensual, y dicho período será la referencia para la medición del beneficio anterior, liquidable el 1 de enero cada año calendario. La responsabilidad del control de aplicación será de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, o quien haga sus veces, para lo cual, la entidad en mención deberá establecer el respectivo mecanismo para su aplicación; no obstante, el Operador deberá asegurar, reportar y soportar la variación que obtenga en el Factor de Recobro y en el incremento o variación de la producción del campo, y el correspondiente incremento en el IRR.

Artículo 11. Registro de nuevos volúmenes. Si para el momento de emitir el Informe de Recursos y Reservas se ha identificado la viabilidad de presentar un Proyecto de Producción Incremental para evaluación de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, el operador deberá reportar dichos volúmenes como Recursos Contingentes.

Continuación de la Resolución: “Por la cual se establecen los lineamientos para la solicitud, aprobación, ejecución, seguimiento, modificaciones y terminación a los Proyectos de Producción Incremental – PPIs”

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

Artículo 12. Seguimiento y control de los PPI. El operador deberá presentar a la Agencia Nacional de Hidrocarburos, o quien haga sus veces, trimestralmente durante la primera semana de abril, julio, octubre y enero, un reporte detallado que permita evidenciar el cumplimiento del cronograma de las actividades propuestas, inversiones realizadas, actividades ejecutadas y resultados obtenidos, cualquier desviación deberá ser justificada, incluyendo el plan de acción para cerrar las brechas en el cumplimiento de cronograma y plan de actividades.

Artículo 13. Modificaciones. Cualquier modificación del proyecto de producción incremental como: curva básica, duración del proyecto, cobertura u otra novedad o actualización que impacte el Proyecto, deberá ser presentada previamente por el Operador con la debida justificación, mediante escrito radicado, para la evaluación y aprobación o rechazo por parte de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, o quien haga sus veces. Se podrá contemplar la suspensión de términos del PPI debido a justificaciones técnicas o de mercado, que motiven la revisión de lo pactado.

Artículo 14. Revisión del Proyecto de Producción Incremental. El PPI será revisado conjuntamente por el Operador y la Agencia Nacional de Hidrocarburos, o quien haga sus veces, cada diez (10) años o cada vez que se requiera, derivado de una solicitud modificatoria presentada por cualquiera de las partes, siendo estas el Operador y la Agencia Nacional de Hidrocarburos.

Artículo 15. Causales de terminación de Proyectos de Producción Incremental. El Proyecto de Producción Incremental podrá darse por terminado previa aprobación de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, o quien haga sus veces, y en consecuencia terminará el beneficio de aplicación del régimen escalonado de regalías y / o Factor X en los siguientes eventos:

1. Cuando las actividades comprometidas en la resolución aprobatoria no sean cumplidas total o parcialmente sin justificación válida.
2. Por solicitud motivada del operador ante la Agencia Nacional de Hidrocarburos, o quien haga sus veces. En un plazo máximo de quince (15) días posteriores a dicha solicitud el operador presentará un informe final que relacione la totalidad de las inversiones ejecutadas, actividades realizadas y resultados obtenidos, de manera detallada e individualizada por pozo y campo.
3. Cuando el Proyecto haya cumplido los alcances y objetivos propuestos.
4. Cuando no se cumplan las condiciones establecidas en los literales a, b y c del artículo 5 de la presente resolución.

En cualquiera de los eventos antes descritos con la finalización del PPI, las regalías aplicables serán aquellas definidas por la Ley 756 de 2002, sin el beneficio correspondiente al PPI aquí reglamentado, dado que se considerarían extintas las obligaciones y / o compromisos y beneficios que dieron origen a éste, al igual que el beneficio de la reducción del Factor X.

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

PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE

OMAR ANDRÉS CAMACHO MORALES
Ministro de Minas y Energía

Proyectó: Hugo Quiroga Cruz / Henry Alberto Ramírez
Revisó: Brayan Orlando Ortiz Ariza / Leonardo Augusto Tamayo Pérez / Adwar Moisés Casallas Cuéllar / Yaneth Bustos Salgar / Yolanda Patiño Chacón / Jorge Eduardo Salgado Ardila
Aprobó: Omar Andrés Camacho Morales