

RESOLUCIÓN No. R4D1C4D0_1 DEL R4D1C4D0_2

“Por la cual se actualiza la forma y contenido de la metodología de valoración de recursos y reservas de hidrocarburos del país, en desarrollo de los Acuerdos No. 11 de 2008 y No. 003 de 2018 expedidos por la Agencia Nacional de Hidrocarburos”

EL PRESIDENTE DE LA AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS -ANH-

En uso de sus facultades legales en especial las previstas en el Decreto 714 de 2012 y en la Ley 2056 de 2020 y,

CONSIDERANDO:

Que el Decreto 714 de 2012 *“Por el cual se establece la estructura de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH y se dictan otras disposiciones”* estableció como objetivo de la ANH *“promover el aprovechamiento óptimo y sostenible de los recursos hidrocarburíferos y contribuir a la seguridad energética nacional”*

Que en atención a lo previsto en los numerales 1 y 7 del artículo 9 del Decreto 714 de 2012, le corresponde al presidente de la Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH, entre otras funciones: *“Dirigir, orientar, coordinar, vigilar y supervisar el desarrollo y ejecución de las funciones a cargo de la Agencia”* y *“Adoptar las reglas y directrices internas necesarias para el funcionamiento y prestación de los servicios de la Agencia, de conformidad con las leyes y reglamentos vigentes”*.

Que de conformidad con el artículo 332 de la Constitución Política: *“El Estado es propietario del subsuelo y de los recursos naturales no renovables, sin perjuicio de los derechos adquiridos y perfeccionados con arreglo a las leyes preeexistentes”*.

Que el Parágrafo 1 del artículo 2.2.1.1.1.1.4 del Decreto 1073 de 2015 *“Por la cual medio del cual se expide el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía”* establece que *“La Agencia Nacional de Hidrocarburos, como administrador integral de los recursos hidrocarburíferos de la Nación, reglamentará la forma, contenido, plazos, métodos de valoración, etc. en que las compañías de exploración y producción de hidrocarburos presentes en el país, deberán suministrarle la información correspondiente a las reservas de hidrocarburos del país”*.

Que el 30 de septiembre de 2020 fue expedida la Ley 2056, *“Por la cual se regula la organización y el funcionamiento del Sistema General de Regalías”*, norma que derogó la Ley 1530 de 2012 y dispuso las reglas del nuevo ciclo de regalías, vigente a partir del 1 de enero de 2021.

Que el literal B del artículo 7 de la Ley 2056 de 2020, enumera las funciones de las entidades adscritas y vinculadas del Ministerio de Minas y Energía – MME, que participan en el ciclo de regalías.

Que en uso de sus facultades legales, el Consejo Directivo de la ANH expidió los Acuerdos No. 11 de 2008, *“Por medio del cual se adoptó la metodología de valoración de recursos y reservas de hidrocarburos en el país”*, y No. 003 de 2018, *“Por medio el cual se modifica parcialmente el Acuerdo No. 11 del 16 de septiembre de 2008 que adopta la metodología de valoración de recursos y reservas de hidrocarburos en el país”*.

Que el artículo 1 del Acuerdo 11 de 2008, estableció en cuanto a la información de recursos y reservas de hidrocarburos en el país que *“(...) las compañías de exploración y explotación de hidrocarburos presentes en el país deberán suministrar a la ANH, toda la información de recursos y Reservas de Hidrocarburos que tengan en contratos suscritos tanto con Ecopetrol S.A. como con la ANH, así como las que tenga Ecopetrol S.A. en sus operaciones directas, conforme a la Metodología.”*

Que el artículo 2º del Acuerdo 11 de 2008 señaló que la valoración de los recursos y reservas de Hidrocarburos existentes en el país se realizará mediante la metodología contenida en el último documento actualizado del Sistema de Administración de Recursos Petroleros (“Petroleum Resources Management System”) SPE-PRMS.

RESOLUCIÓN No. R4D1C4D0_1 DEL R4D1C4D0_2

“Por la cual se actualiza la forma y contenido de la metodología de valoración de recursos y reservas de hidrocarburos del país, en desarrollo de los Acuerdos No. 11 de 2008 y No. 003 de 2018 expedidos por la Agencia Nacional de Hidrocarburos”

Que la reglamentación de la valoración de recursos y reservas de hidrocarburos se justifica por la necesidad de estandarizar la información y acelerar el proceso de revisión y análisis requerido por la ANH, para la consolidación de los volúmenes de recursos y reservas de hidrocarburos y sus respectivos pronósticos.

Que de conformidad con las consideraciones establecidas en el Acuerdo No. 003 de 2018, se hace necesario unificar el plazo para la entrega de la información de recursos y reservas de hidrocarburos para la presentación de los Informes Técnicos, obligación a cargo de las Compañías Operadoras, en armonía con lo dispuesto en el artículo 99 del Acuerdo 2 de 2017, que determina que la entrega de la información contractual debe darse “(...) a más tardar el primero de abril de cada año calendario.”

Que mediante el Acuerdo No. 003 de 2018, el Consejo Directivo de la ANH, modificó los artículos 3 y 4 del Acuerdo No. 11 de 2008, relacionados con la *“Estimación y Auditoria a la información de recursos y Reservas de Hidrocarburos en el país”* y los *“Requisitos para la entrega de la información de recursos y Reservas de Hidrocarburos en el país”*, respectivamente.

Que el 22 de febrero de 2019 la ANH expidió la Resolución 77 *“Por medio de la cual se actualiza la metodología de valoración de recursos y reservas de hidrocarburos del país, en desarrollo del Acuerdo No. 11 de 2008 y del Acuerdo No. 003 de 2018, expedidos por la Agencia Nacional de Hidrocarburos”*.

Que en virtud de la dinámica de la industria y a las nuevas necesidades de información identificadas por la Entidad, se requiere actualizar la Resolución No. 77 de 2019 en lo relacionado con la forma y contenido de la metodología para la valoración de los recursos y reservas de hidrocarburos del país.

Que con sujeción a lo dispuesto en el numeral 8 del artículo 8º de la Ley 1437 de 2011 “Por la cual se expide el Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo”, el contenido del proyecto de reglamento se publicó en la página electrónica de la ANH entre el XX y XX de septiembre de 2025, ambos inclusive, para consulta pública y con el objeto de recibir opiniones, sugerencias o propuestas alternativas de los interesados, las cuales fueron examinadas y respondidas en forma motivada, al tiempo que se introdujeron en aquel los ajustes que la Entidad estimó pertinentes.

En mérito de lo expuesto en la parte considerativa del presente acto administrativo, el Presidente de la Agencia Nacional de Hidrocarburos.

RESUELVE:

ARTÍCULO 1. PRESENTACIÓN DE LA INFORMACIÓN DE RECURSOS Y RESERVAS DE HIDROCARBUROS EN EL PAÍS. Todas las Compañías Operadoras que realicen actividades de exploración y explotación de hidrocarburos presentes en el país, deben presentar a la ANH la información de recursos prospectivos por Área de Exploración y la información de recursos contingentes y reservas por campo, con corte a 31 de diciembre del año inmediatamente anterior, a más tardar el primero (1) de abril de cada año calendario.

Parágrafo 1. El Informe de Recursos y Reservas, en adelante IRR, debe presentarse por las Compañías Operadoras; en el entendido que actúan de manera unificada, y en nombre de los socios o demás integrantes de los diferentes negocios jurídicos vigentes, que otorguen derechos de explorar y explotar hidrocarburos en el país, siempre y cuando cada uno de ellos manifieste por escrito la aceptación de su contenido, mediante Carta de Adhesión suscrita por el (los) representante(s) legal(es) de los socios o demás integrantes del negocio jurídico.

En el evento en que uno de los socios o integrantes de los negocios jurídicos antes mencionados no esté de acuerdo con el IRR presentado por la Compañía Operadora y por tanto no emita carta de adhesión, deberá presentar su propio informe.

RESOLUCIÓN No. R4D1C4D0_1 DEL R4D1C4D0_2

“Por la cual se actualiza la forma y contenido de la metodología de valoración de recursos y reservas de hidrocarburos del país, en desarrollo de los Acuerdos No. 11 de 2008 y No. 003 de 2018 expedidos por la Agencia Nacional de Hidrocarburos”

Parágrafo 2. Para Contratos E&P o E&E que se encuentren en Fase cero (0) o para Contratos de Operación y Administración de Áreas con Activos Productivos en Periodo Preliminar, no es obligatoria la presentación del IRR, únicamente se debe informar este hecho, mediante comunicación dirigida a la Vicepresidencia de Operaciones, Regalías y Participaciones.

Parágrafo 3. Para los Contratos de Asociación en los cuales existan áreas en exploración y/o campos en Pruebas Extensas, no es necesaria la presentación de cartas de adhesión por parte de Ecopetrol S.A. Sin embargo, Ecopetrol debe informar mediante comunicación, el estado contractual y si se han presentado o no, solicitudes de comercialidad para estas áreas.

Parágrafo 4. Para Contratos de Asociación cuya fecha de finalización contractual se encuentre dentro de los dos (2) años siguientes a la fecha de corte del IRR, Ecopetrol S.A debe presentar el correspondiente Informe de Recursos y Reservas. Para este caso no es necesaria la presentación de carta de adhesión por parte de los socios.

Parágrafo 5. Para los campos de Contratos de Asociación en modalidad de Operación Bajo Riesgo y/o Solo Riesgo el IRR debe ser presentado solo por el Operador.

Parágrafo 6. Para los contratos E&E / E&P cuya fecha de finalización contractual del Área de Explotación se encuentre dentro de los dos (2) años siguientes a la fecha de corte del IRR, en el Informe del Operador se deben incluir los planes que se tienen post finalización, tales como actividades de abandono, restauración ambiental y las gestiones relacionadas con la devolución del área.

Parágrafo 7. De acuerdo con la información presentada en el IRR, la ANH tiene potestad para reclasificar o recategorizar los volúmenes de recursos y reservas que no cumplan con lo establecido en el PRMS y lo indicado en la presente Resolución.

ARTÍCULO 2. MÉTODO DE EVALUACIÓN DE LOS RECURSOS Y RESERVAS DE HIDROCARBUROS EN EL PAÍS. El sistema para llevar a cabo la valoración de los recursos y reservas de hidrocarburos existentes en el país es el adoptado mediante el Acuerdo No. 11 de 2008, Sistema de Administración de Recursos Petroleros (“Petroleum Resources Management System”) PRMS, que se encuentre vigente.

Los costos utilizados deben basarse en estadísticas que tengan en cuenta los valores históricos de operación y explotación del campo. En el evento en que el campo sea nuevo o inmaduro, se deberán justificar los costos utilizados e indicar cómo se derivaron. Si se aplican por analogía a un campo cercano, se deberá identificar el campo análogo. Adicionalmente, para la estimación de recursos y reservas de hidrocarburos se debe incluir toda la información de soporte con la cual se realizó la evaluación.

Parágrafo 1. En el Informe de Recursos y Reservas de hidrocarburos, debe presentarse como reservas las cantidades proyectadas hasta la terminación del periodo de explotación o terminación del negocio jurídico, según aplique, incluyendo como recursos contingentes las cantidades recuperables después de la fecha de terminación, además de los volúmenes asociados a contingencias económicas, ambientales, sociales, técnicas, legales o contractuales, incluyendo la probabilidad de comercialidad para cada contingencia. Aquellas cantidades producibles más allá de la fecha de expiración del (los) contrato(s) de compraventa de gas deberán ser clasificadas como recursos contingentes.

Parágrafo 2. Para Áreas en Evaluación, los volúmenes descubiertos recuperables pueden reportarse como reservas, sólo si la Compañía Operadora manifiesta en el Informe la intención firme de proceder con el desarrollo y tiene definido presentar Declaración de Comercialidad, dentro del año calendario siguiente a la fecha de corte de la estimación del IRR y además cumple con los siguientes requisitos:

- A. Evidencia de un plan de desarrollo viable, técnicamente maduro.

RESOLUCIÓN No. R4D1C4D0_1 DEL R4D1C4D0_2

“Por la cual se actualiza la forma y contenido de la metodología de valoración de recursos y reservas de hidrocarburos del país, en desarrollo de los Acuerdos No. 11 de 2008 y No. 003 de 2018 expedidos por la Agencia Nacional de Hidrocarburos”

- B. Evidencia de asignación financiera que ya fue asegurada o con una alta probabilidad de ser asegurada para implementar el proyecto.
- C. Evidencia que soporte un periodo de tiempo razonable para el desarrollo.
- D. Una evaluación razonable de que los proyectos de desarrollo tendrán unos retornos económicos positivos y que cumplirán con los criterios definidos de inversión y de operación. Esta evaluación se realiza sobre las estimaciones de cantidades pronosticadas de los derechos y el flujo de caja asociado usado para la decisión de inversión.
- E. Una expectativa razonable de que existirá un mercado para las cantidades pronosticadas de venta de la producción requeridas para justificar el desarrollo. También debería existir confianza en que todas las corrientes producidas (por ejemplo, petróleo, gas, agua, CO₂) pueden venderse, almacenarse, reinyectarse, o disponerse apropiadamente de otra manera.
- F. Evidencia de que las instalaciones de producción y transporte necesarias están disponibles o pueden llegar a estar disponibles.
- G. Evidencia de que existen las aprobaciones legales, contractuales, ambientales, regulatorias y gubernamentales o que existirán próximamente, junto con la resolución de cualquier asunto social y económico.

Para el caso de los campos de Contratos de Asociación que se encuentren en Pruebas Extensas, adicional al cumplimiento de los anteriores requisitos, se debe reportar en el Informe del Operador el proceso en el que se encuentra la aprobación de la comercialidad ante Ecopetrol S.A.

De no cumplirse con lo anteriormente establecido, estos volúmenes descubiertos recuperables deben reportarse como recursos contingentes.

Parágrafo 3. Aquellas cantidades estimadas de petróleo o gas potencialmente recuperables de acumulaciones no descubiertas, localizadas tanto en áreas en exploración como en áreas en explotación, deben ser reportadas como recursos prospectivos.

Parágrafo 4. Las Compañías Operadoras que tengan contratos suscritos con la ANH, en los cuales esté autorizada la exploración y producción de Hidrocarburos provenientes de yacimientos no convencionales, deben reportar la información sobre el potencial de petróleo y/o gas natural para los tipos de recursos solicitados.

Parágrafo 5. Aquellos volúmenes de reservas que por un periodo de cinco (5) años se mantienen no desarrolladas, o se han mantenido sin desarrollo debido a postergaciones repetidas, deben reportarse como recursos contingentes. El periodo inicia desde el primer año en que se reportan esas cantidades en el Plan de Desarrollo.

En caso de presentarse cambios en los planes de desarrollo, estos deben estar debidamente justificados para validar las cantidades de reservas reportadas.

Parágrafo 6. Teniendo en cuenta lo establecido en el Artículo 2.2.1.1.1.1.3 del Decreto 1073 de 2015, los Consumos en la Operación en ningún caso serán considerados como reservas para el Balance General de la Nación, ya que son volúmenes no gravables.

ARTÍCULO 3. CERTIFICACIÓN EXTERNA DE RESERVAS. Cuando las reservas probadas de hidrocarburos, con corte al 31 de diciembre de cada año, sean iguales o superiores a un millón (1.000.000) de barriles de petróleo equivalentes por campo, las reservas deberán ser evaluadas y certificadas, por una compañía externa especializada, que cuente con Evaluadores de Reservas Calificados (QREs), según los términos definidos en las Normas Relativas a la Estimación y Auditoría de Información de Reservas de Petróleo y Gas (“Estimating/Auditing Reserves Information”) aprobadas por la Society Of Petroleum Engineers (SPE), que se encuentre vigente.

RESOLUCIÓN No. R4D1C4D0_1 DEL R4D1C4D0_2

“Por la cual se actualiza la forma y contenido de la metodología de valoración de recursos y reservas de hidrocarburos del país, en desarrollo de los Acuerdos No. 11 de 2008 y No. 003 de 2018 expedidos por la Agencia Nacional de Hidrocarburos”

Parágrafo 1. Una compañía certificadora podrá evaluar un mismo campo, por un periodo máximo de tres años.

Parágrafo 2. Para recursos contingentes, cuando el volumen de estos supere 500 millones de barriles de petróleo equivalente en la mejor estimación (2C), estos deben certificarse por una compañía externa especializada.

ARTÍCULO 4. CERTIFICACIÓN INTERNA DE RESERVAS. Cuando las reservas probadas de hidrocarburos, con corte al 31 de diciembre de cada año, sean inferiores a un millón (1.000.000) de barriles de petróleo equivalentes por campo, la Compañía Operadora podrá estimar las reservas de hidrocarburos, a través de un Evaluador de Reservas Calificado (QRE) de la compañía, que cumpla las calidades profesionales, los estándares de Independencia, Objetividad y Confidencialidad establecidos en las Normas Relativas a la Estimación y Auditoría de Información de Reservas de Petróleo y Gas (“Estimating/Auditing Reserves Information”) aprobadas por la SPE, que se encuentre vigente.

ARTÍCULO 5. CONTENIDO DE LA INFORMACIÓN DE RECURSOS Y RESERVAS. Cada Compañía Operadora deberá presentar a la ANH el Informe de Recursos y Reservas, el cual debe incluir lo siguiente, según aplique:

- Carta de Presentación del Informe de Recursos y Reservas, suscrita por el representante legal, relacionando el(las) área(s) de exploración y/o campo(s) por contrato y la información remitida.
- La Carta de Adhesión original, suscrita por el (los) representante(s) legal(es) de los socios o demás integrantes del negocio jurídico. (un documento indicando el(los) campo(s) y/o área(s) en exploración a los cuales se adhiere).
- La Certificación de Reservas suscrita por el Evaluador Interna o Externa (un documento por certificador relacionando todos los campos evaluados, según formato establecido).
- Resumen Ejecutivo firmado (por campo y/o área en exploración).
- Informe del Operador (por campo y/o área en exploración).
- Tablas de Reporte de Recursos Contingentes y Reservas (por campo).
- Tablas de Prospectos (por prospecto).
- Tabla de Recursos No Convencionales (Adicionalmente se debe diligenciar la Tabla de Reporte de Recursos Contingentes y Reservas, si aplica).
- Tabla de Gas (se debe presentar para todos los campos que reporten producción de gas, así no se comercialice).
- Gráficas, planos, mapas, figuras y otros documentos

La ANH dispondrá para cada vigencia en la página Web en el Módulo de Gestión de Reservas, los formatos (plantillas), correspondientes al contenido enunciado anteriormente.

El Informe de Recursos y Reservas debe ser detallado y diligenciado en su totalidad de tal modo que demuestre su calidad técnica, la validez de sus conclusiones y la cantidad de recursos y reservas de hidrocarburos reportados.

Parágrafo 1. Para la estimación de reservas se debe tener en cuenta:

- 1.) Precio de referencia del petróleo igual al promedio aritmético del WTI Nymex Futures Prices (S1) o Brent Europe Brent Spot Price FOB de los doce (12) meses del año a reportar, considerando para cada mes el valor del primer día de cada mes o el último día del mes anterior, en caso de que el primer día del mes corresponda a fin de semana. Para el caso de campos productores de gas, el precio será el del promedio de los contratos de venta vigentes del último año, ponderado por volumen.
- 2.) Los flujos de caja de los planes de desarrollo se deben calcular a precios y costos constantes.
- 3.) Se usará una tasa de descuento del 10%.
- 4.) Los cálculos económicos deben estimarse antes del impuesto de renta.

RESOLUCIÓN No. R4D1C4D0_1 DEL R4D1C4D0_2

“Por la cual se actualiza la forma y contenido de la metodología de valoración de recursos y reservas de hidrocarburos del país, en desarrollo de los Acuerdos No. 11 de 2008 y No. 003 de 2018 expedidos por la Agencia Nacional de Hidrocarburos”

Parágrafo 2. La Compañía Operadora podrá reportar adicionalmente como archivo anexo otros escenarios de precios y costos, incluyendo la descripción por categoría de recursos y reservas, los fundamentos que sustentaron la selección de dichos escenarios y la descripción de los costos operativos y de explotación que se utilizaron en las corridas económicas. Los cálculos económicos deben estimarse antes del impuesto de renta.

Parágrafo 3. Los precios de venta, utilizados para la estimación de recursos y reservas de hidrocarburos deben ser calculados a partir del precio de referencia, afectado por los costos de transporte y ajustes de calidad.

ARTÍCULO 6: FORMA DE ENTREGA DE LA INFORMACIÓN DE RECURSOS Y RESERVAS DE HIDROCARBUROS. Sin detrimento de lo establecido en el Artículo 10 de la presente Resolución, los documentos que hacen parte del Informe de Recursos y Reservas de hidrocarburos deben ser cargados en el servicio FTP y en el módulo GR (Gestión de Reservas) de la plataforma SOLAR de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, con corte a 31 de diciembre del año inmediatamente anterior, y presentados en la fecha establecida en el Artículo 1 de esta Resolución.

La entrega de la información procederá así:

1. En medio establecido por la ANH para la radicación de documentos:

- Carta de Presentación original del informe.

2. En el Servicio FTP:

- Carta de Presentación original del informe (.pdf) con su número de radicado.
- Carta de Adhesión original (.pdf).
- Certificación de Reservas suscrita por el Evaluador, en original (.pdf).
- Resumen Ejecutivo firmado en original (.pdf y .docx).
- Informe del Operador (.pdf y .docx).
- Tablas de Reporte de Recursos Contingentes y Reservas (.xlsx).
- Tablas de Prospectos (.xlsx).
- Tabla de Recursos No Convencionales (.xlsx).
- Tabla de Gas (.xlsx).
- Gráficas, planos, mapas, figuras y otros documentos (se deben presentar según lo establecido en el Informe del Operador).

3. En el aplicativo SOLAR, módulo GR (Gestión de Reservas):

- Tablas de Reporte de Recursos Contingentes y Reservas (.xlsx).
- Tablas de Prospectos (.xlsx).

ARTÍCULO 7. AUDITORÍA O CERTIFICACIÓN ESPECIAL DE RESERVAS. La ANH a su criterio podrá exigir la realización de una Auditoría o Certificación Especial de Reservas, entre otros, en los siguientes casos:

- 1.) Cuando la metodología aplicada no atiende los lineamientos establecidos en la presente Resolución.
- 2.) Cuando la calidad y precisión de los datos reportados no son confiables.
- 3.) Cuando la profundidad y detalle del proceso para estimar las reservas no reúne los requisitos mínimos de acuerdo con las mejores prácticas de la industria del petróleo.
- 4.) Cuando la clasificación o categorización de las reservas no es consistente con las definiciones utilizadas.
- 5.) Cuando los volúmenes de reservas calculadas y/o la información sobre las reservas no es razonable.
- 6.) Cuando la diferencia en las reservas probadas entre los informes de un mismo campo presente una variación mayor del 10% entre estos, referida al mismo periodo de ejecución contractual.

RESOLUCIÓN No. R4D1C4D0_1 DEL R4D1C4D0_2

“Por la cual se actualiza la forma y contenido de la metodología de valoración de recursos y reservas de hidrocarburos del país, en desarrollo de los Acuerdos No. 11 de 2008 y No. 003 de 2018 expedidos por la Agencia Nacional de Hidrocarburos”

Los costos de la Auditoría o Certificación Especial serán asumidos en su totalidad por los socios del negocio jurídico sin que ello implique intervención alguna por parte de la ANH ni le cause perjuicio alguno.

La compañía que realice la Auditoría o Certificación Especial debe ser diferente a la que intervino en la evaluación de los campos durante la vigencia y, adicionalmente, debe cumplir los siguientes requisitos:

- La Compañía Operadora debe presentar a la ANH una terna de Auditores o Certificadores para su selección.
- Verificar que los profesionales de las compañías encargados de realizar la Auditoría o Certificación reúnan las calidades profesionales y los estándares de Independencia, Objetividad y Confidencialidad establecidos en las Normas Relativas a la Estimación y Auditoría de Información de Reservas de Petróleo y Gas (“Estimating/Auditing Reserves Information”) aprobadas por la SPE, que se encuentre vigente.

ARTÍCULO 8. INCUMPLIMIENTO DE PLAZOS Y CONSOLIDACIÓN DE LA INFORMACIÓN DE RECURSOS Y RESERVAS. Vencido el plazo para la entrega del Informe de Recursos y Reservas o de las aclaraciones solicitadas cuando se hayan presentado inconsistencias o sea requerida alguna información, la ANH procederá a:

- Publicar en la página WEB de la entidad la lista de las compañías incumplidas respecto a la entrega de información o plazo.
- Excluir de la información oficial de reservas de hidrocarburos del país, los volúmenes presentados con extemporaneidad.

Parágrafo 1. El incumplimiento de los plazos y/o de la entrega de la información de Recursos y Reservas requerida por la entidad, dará lugar al inicio de las acciones administrativas sancionatorias a que haya lugar.

Parágrafo 2. De acuerdo con lo anterior, los volúmenes de reservas reportados que fueron excluidos de la información oficial de reservas de hidrocarburos del país, no se tendrán en cuenta para la estimación del valor del fondo de abandono, para la evaluación de la capacidad operacional, para aplicar a los PPI ni para los incentivos económicos o tributarios, entre otros, en donde se requiera la información de reservas, con todas las implicaciones contractuales, legales y financieras que esto conlleve.

ARTÍCULO 9. IDIOMA. La Información de Recursos y Reservas debe ser presentada en idioma castellano, en el evento que alguno de los documentos acreditados esté en idioma extranjero, deberá ser traducido por un traductor oficial si alguna de las dependencias de la ANH así lo requiere.

ARTÍCULO 10. MODIFICACIONES. La ANH en virtud de la competencia atribuida por los Artículos 7 y 17 de la Ley 2056 de 2020 y Parágrafo 1 del Artículo 2.2.1.1.1.1.4 del Decreto 1073 de 2015, o las normas que los modifiquen o sustituyan, podrá actualizar las plataformas web, servidores, documentos y plantillas requeridos en el presente acto administrativo.

ARTÍCULO 11. DEROGATORIAS. La presente Resolución deroga la Resolución 77 del 22 de febrero de 2019, la Circular 026 de 2024 y las demás disposiciones que le sean contrarias.

ARTÍCULO 12. VIGENCIA. La presente Resolución rige a partir de la fecha de su publicación.

Expedida en Bogotá D.C., el **R4D1C4D0_2**

Comuníquese y Cúmplase.

RESOLUCIÓN No. R4D1C4D0_1 DEL R4D1C4D0_2

“Por la cual se actualiza la forma y contenido de la metodología de valoración de recursos y reservas de hidrocarburos del país, en desarrollo de los Acuerdos No. 11 de 2008 y No. 003 de 2018 expedidos por la Agencia Nacional de Hidrocarburos”

**ORLANDO VELANDIA SEPÚLVEDA
PRESIDENTE
AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS**

Aprobó: David Montaño G./Jefe Oficina Asesora Jurídica/ Componente Jurídico
Nelson Gregorio Lizarazo S./ Gerente de Reservas y Operaciones VORP

Revisó: Lilian Correa/ Contratista Oficina Asesora Jurídica /Componente Administrativo OAJ
María Eugenia Tovar C./ Gestor T1 Grado 19/ Componente Técnico VORP
Mónica Verdugo P./ Experto G3 Grado 7/ Componente Jurídico VORP

Proyectó: Yenny Andrea Rincón C./ Contratista/ Componente Técnico VORP
Álvaro Hernán Ramos V. / Contratista/ Componente Técnico VORP
Juan Harvey Sánchez Rodríguez / Contratista / Componente Técnico VORP
Harold Andrés Pérez Junco / Contratista / Componente Técnico VORP
Jorge Antonio David Monroy Rincón/ Gestor T1 Grado 19 / Componente Técnico VORP
Juan Carlos Cáceres Casas / Contratista / Componente Técnico VORP
Hernán Vásquez Zuluaga / Contratista / Componente Técnico VORP
Edgar Jaime Pinilla Forero / Contratista/ Componente Técnico VORP
Carlos Ernesto Escandón Ríos / Contratista / Componente Técnico VORP
Luz María Celis L./ Contratista/ Componente Jurídico VORP

ANEXO 1. GLOSARIO

Para todos los efectos del presente Acto Administrativo, aplican en su totalidad las definiciones del PRMS que se encuentre vigente y adicionalmente se deben tener en cuenta las siguientes:

Áreas en Evaluación: Porción del Área Contratada en la que el Contratista realizó un Descubrimiento y en la que ha decidido llevar a cabo un Programa de Evaluación destinado a establecer su comercialidad. Está enmarcada por un polígono regular en superficie, preferiblemente de cuatro lados, que comprende la envolvente de la proyección vertical en superficie de la estructura o trampa geológica que contiene el Descubrimiento. Excluye estructuras prospectivas distintas de las que lo conforman, aún no perforadas.

Área de Exploración: La asignada y contratada, en cuya superficie deben llevarse a cabo las actividades del Programa Exploratorio, tanto el Mínimo como el Adicional, así como invertir los recursos que demande su oportuna y cumplida ejecución.

Área en Explotación o en Producción: Porción del Área Contratada en la que existen uno más Campos Comerciales. Cada una comprende la envolvente de la proyección vertical en superficie del Yacimiento o Yacimientos que integran el Campo Comercial de que se trate.

Campo o campo de producción o campo productor: Superficie delimitada del Área en cuyo subsuelo existen uno o más Yacimientos de Hidrocarburos agrupados o relacionados con la misma característica estructural geológica y/o condición estratigráfica.

Campo comercial: Porción del área contratada en cuyo subsuelo existe uno o más yacimientos descubiertos que el contratista ha decidido explotar comercialmente, de acuerdo con las condiciones de cada modalidad contractual.

Consumos en la Operación: Es la porción de petróleo producido y consumido como combustible en la producción u operaciones de la planta de la concesión antes de la entrega al mercado en el punto de referencia. (También llamado Combustible de la Concesión).

Contratos de Asociación: Modalidad contractual cuyo objetivo es explorar y, posteriormente en caso de éxito, explotar los yacimientos comerciales encontrados. El producto se reparte en proporciones acordadas y puede ser un porcentaje fijo o variable dependiendo del volumen producido. En general, las empresas asociadas asumen completamente el riesgo y los costos de exploración; sólo en el caso de encontrarse campos comerciales, la Empresa estatal entra a compartir los costos pasados y futuros en porcentajes previamente definidos.

RESOLUCIÓN No. R4D1C4D0_1 DEL R4D1C4D0_2

“Por la cual se actualiza la forma y contenido de la metodología de valoración de recursos y reservas de hidrocarburos del país, en desarrollo de los Acuerdos No. 11 de 2008 y No. 003 de 2018 expedidos por la Agencia Nacional de Hidrocarburos”

Contrato de Exploración y Producción, E&P: Tiene por objeto otorgar al Contratista derecho exclusivo para acometer y desarrollar actividades exploratorias en un Área determinada y para producir los Hidrocarburos propiedad del Estado que se descubran dentro de la misma, a sus únicos costo y riesgo y con arreglo a programas específicos, a cambio de retribuciones consistentes en el pago de Regalías y Derechos Económicos.

Contratos E&E: Contrato de Exploración y Explotación. Modalidad contractual similar al E&P.

Declaración de comercialidad: Comunicación escrita mediante la cual el Contratista declara a la Agencia Nacional de Hidrocarburos o a quien haga sus veces, que uno o más yacimientos descubiertos son explotables comercialmente y manifiesta su determinación de explotar el descubrimiento realizado en el área contratada. En los contratos de asociación con Ecopetrol S. A., es el momento en que esta empresa acepta la existencia de un campo comercial, o el Operador decide explotarlo bajo la modalidad de “Solo Riesgo” bajo las condiciones o responsabilidades que ésta contempla.

Fase Preliminar o Fase Cero: Periodo para contratos E&P o E&E hasta de veinticuatro (24) Meses, comprendido entre el día de suscripción del Contrato y la Fecha Efectiva, durante el cual el Contratista y la ANH deben adelantar trámite de confirmación y/o certificación acerca de la presencia de comunidades étnicas en la Zona de Influencia de las actividades y operaciones inherentes a la ejecución contractual o en el Área de Interés resultado del estudio de base social, si se trata de Áreas Costa Afuera, así como llevar a cabo o complementar procedimiento de Consulta Previa con arreglo al ordenamiento superior, de ser ello requerido.

IRR: Informe de Recursos y Reservas

Modalidad de Operación Bajo Riesgo y/o Solo Riesgo: En los contratos de asociación para la producción de hidrocarburos, la modalidad de “solo riesgo” se refiere a un tipo de contrato en el cual la Asociada asume completamente los costos y riesgos de las actividades de exploración y producción, sin que Ecopetrol S.A. participe financieramente en esas etapas.

Operador o Compañía Operadora: Persona jurídica individual o aquella responsable de dirigir y conducir las operaciones de exploración y evaluación, en cumplimiento de Contrato de Evaluación Técnica -TEA-; de Exploración, Evaluación, Desarrollo y Producción de Hidrocarburos, en ejecución de Contrato o Convenio de Exploración y Producción -E&P-, Contrato o Convenio de Exploración y Explotación - E&E, Convenio de Explotación - CE, o Especial; la conducción de la ejecución contractual y de las relaciones con el Ente de fiscalización, así como de asumir el liderazgo y la representación del consorcio, unión temporal o sociedad constituida con motivo de la adjudicación o asignación, tratándose de contratistas plurales. Igualmente, se entenderá por Operador el responsable que, en el marco de un contrato de asociación o de cualquier otro esquema asociativo, le corresponda conducir las actividades de exploración, evaluación, desarrollo y producción de hidrocarburos y de asumir la representación ante el Ente de fiscalización. El Operador será el responsable, ante el Ministerio de Minas y Energía, del cumplimiento de las obligaciones que se deriven de la ley y demás disposiciones normativas.

Periodo Preliminar: Plazo hasta de seis (6) Meses, prorrogables de conformidad con lo indicado en el Contrato. El plazo inicia a partir de la fecha de suscripción de este Contrato y su terminación dará lugar a la denominada Fecha Efectiva.

PPI: Proyectos de Producción Incremental

Precio Brent: Una mezcla de crudos producidos en la región del Mar del Norte que sirve como referencia o “indicador” para fijar el precio de otros diferentes tipos de crudo.

Precio WTI: Crudo denominado así por la sigla del “West Texas Intermediate”, que corresponde a la corriente de crudo producido en Texas y en el sur de Oklahoma, cuyas condiciones de calidad y punto de entrega son definidos por el “New York Mercantile Exchange, NYMEX”, y cuyo precio es utilizado como referencia para el mercado de futuros de Petróleo Crudo. Para todos los efectos, el valor de referencia del Crudo WTI es el empleado por la autoridad competente para la

RESOLUCIÓN No. R4D1C4D0_1 DEL R4D1C4D0_2

“Por la cual se actualiza la forma y contenido de la metodología de valoración de recursos y reservas de hidrocarburos del país, en desarrollo de los Acuerdos No. 11 de 2008 y No. 003 de 2018 expedidos por la Agencia Nacional de Hidrocarburos”

liquidación de Regalías en cada período, y para establecer el punto de partida del Derecho Económico por concepto de Precios Altos, salvo que la ANH disponga otro Crudo de referencia. la liquidación de Regalías en cada período, y para establecer el punto de partida del Derecho Económico por concepto de Precios Altos, salvo que la ANH disponga otro Crudo de referencia.

PRMS: Petroleum Resources Management System

Pruebas extensas: Procedimiento practicado con posterioridad a la prueba inicial con el objeto de obtener información adicional de un Yacimiento para definir la comercialidad del Campo.

Servicio FTP: Servicio File Transfer Protocol. Protocolo de Transferencia de Archivos.

Solo Riesgo: En el contexto colombiano de los contratos de asociación para la producción de hidrocarburos, la modalidad de "solo riesgo" se refiere a un tipo de contrato en el cual el contratista asume completamente los costos y riesgos de las actividades de exploración y producción, sin que el Estado (representado por la Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH) participe financieramente en esas etapas.

SPE: Society Petroleum Engineers

ANEXO 2. TERMINOS UTILIZADOS EN LAS TABLAS DE REPORTE DE RECURSOS CONTINGENTES Y RESERVAS Y TABLAS DE PROSPECTOS

DISCRIMINACION DE LA DIFERENCIA DEL BALANCE DE RESERVAS 1P

Las diferencias entre las Reservas Probadas de la vigencia actual con respecto al año anterior, relacionadas en la correspondiente hoja de las Tablas de Reporte Recursos y Reservas, serán discriminadas y distribuidas, en el siguiente orden de prioridad, acorde a los criterios definidos a continuación:

1. **Proyecto de Producción Incremental (PPI):** Es un proyecto debidamente aprobado por el Ministerio de Minas y Energía, o quien haga sus veces en materia de fiscalización, que incorpora nuevas reservas como resultado de inversiones adicionales dirigidas a aumentar el Factor de Recobro de los yacimientos existentes (Ley 1753 de 2015). Este proyecto debe estar respaldado por evidencia técnica suficiente, evaluación económica y una manifiesta intención de implementar un plan de desarrollo, los volúmenes correspondientes a todas las actividades incluidas y aprobadas en el PPI deben ser informados.
2. **Proyectos EOR:** Ajustes o Conciliación de reservas probadas, producto exclusivamente de Proyectos EOR, previamente aprobados por el Ministerio de Minas y Energía, o quien haga sus veces en materia de fiscalización, según lo establecido en el Artículo 6 y Artículo 49 de la Resolución 181495 de 2009 o las normas que lo modifiquen o sustituyan.

Estos proyectos se refieren a la incorporación de reservas probadas provenientes de proyectos de Recobro Mejorado, entendiendo por esto “(...) el petróleo adicional obtenido, más allá de la recuperación primaria, de los yacimientos de ocurrencia natural al complementar 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 mejora de los procesos naturales de recuperación del yacimiento.” (PRMS). Los volúmenes asociados a los proyectos EOR no incluidos en el PPI deben ser informados.

3. **CERT:** Ajustes que proceden exclusivamente de proyectos CERT (Certificado de Reembolso Tributario), aprobados por la Agencia Nacional de Hidrocarburos, según lo establecido en el Decreto 2253 del 29 de diciembre de 2017.

RESOLUCIÓN No. R4D1C4D0_1 DEL R4D1C4D0_2

“Por la cual se actualiza la forma y contenido de la metodología de valoración de recursos y reservas de hidrocarburos del país, en desarrollo de los Acuerdos No. 11 de 2008 y No. 003 de 2018 expedidos por la Agencia Nacional de Hidrocarburos”

4. **Reclasificaciones:** Cantidades recuperables consideradas Recursos Contingentes en el año inmediatamente anterior, con una oportunidad actual suficiente de desarrollo comercial para reclasificar todas, o una porción, en Reservas Probadas. Así mismo, se reportarán negativamente las Reservas Probadas que por una o más contingencias son reclasificadas como Recursos Contingentes.

Se entiende que solo se deben reportar los volúmenes que correspondan al movimiento entre Recursos Contingentes y Reservas Probadas o viceversa.

5. **Nuevas incorporaciones:** Se refiere a los nuevos descubrimientos (campos nuevos) que NO han reportado en anteriores IRR volúmenes de reservas.
6. **Factores Económicos:** Ajustes o conciliación de Reservas Probadas, justificados por razones económicas tales como: Reevaluación por precios, mercado, costos de operación, contratos de venta, facilidades y plantas, infraestructura disponible, límite económico, cambios en el plazo contractual.
7. **Revisiones Técnicas:** Ajustes en las Reservas Probadas, justificadas por razones técnicas que se derivan de revisiones y análisis al modelo estático (datos geofísicos, geológicos, registros de pozo, datos de laboratorio) y modelo dinámico del yacimiento (historia de producción, pruebas de presión, registros PLT, trazadores, registros de temperatura) e incluyen asuntos críticos en la evaluación de reservas tales como: Factor de Recobro, área de drenaje, uso adecuado de analogías, espesores, simulación numérica de yacimientos, pruebas de formación concluyentes, reinterpretación sísmica y determinación de contactos entre fluidos; así mismo se debe incluir los ajustes por optimización de sistemas de producción. Cuando con el análisis de datos de geociencia y de ingeniería, incluyendo los resultados de la perforación de nuevos pozos, porciones de las Reservas Probables y Posibles pueden recategorizarse como Reservas Probadas, se deben reportar dichos ajustes como revisiones técnicas.

DISCRIMINACION DE OTRAS CONTINGENCIAS

La información correspondiente a otras contingencias, las cuales corresponden a aquellas cantidades potencialmente recuperables, donde el proyecto no se considera suficientemente maduro para el desarrollo comercial debido a una o más contingencias, diferentes a la finalización del contrato, debe ser diligenciada teniendo en cuenta los siguientes tipos de contingencias:

1. **Económica:** En este grupo se tienen en cuenta contingencias asociadas a los costos de operación, precio de los hidrocarburos, ausencia o deficiencia de mercado, insuficiencia o falta de infraestructura, volúmenes que no cumplen con los requisitos para ser considerados comercialmente viables como reservas.
2. **Ambiental y/o Social:** En esta categoría se incluyen los volúmenes de hidrocarburos que, a la fecha del informe, no pueden ser producidos debido a aspectos relacionados con permisos, licencias y trámites ambientales, dificultades en la negociación de tierras o permisos arqueológicos, consultas previas y problemas sociales.
3. **Técnica:** Cuando la recuperación comercial es dependiente de tecnologías aún en desarrollo o la evaluación técnica de la acumulación es insuficiente para determinar la comercialidad.
4. **Asuntos Legales y/o Contractuales:** Contingencias asociadas a obligaciones, requerimientos contractuales o impedimentos legales que impactan en la comercialidad del proyecto a la fecha del Informe de Recursos y Reservas.

La contingencia o contingencias reportadas deben tener asociada una oportunidad de comercialidad que se reporta en fracción y corresponde a la probabilidad de que la acumulación se desarrolle comercialmente.

RESOLUCIÓN No. R4D1C4D0_1 DEL R4D1C4D0_2

“Por la cual se actualiza la forma y contenido de la metodología de valoración de recursos y reservas de hidrocarburos del país, en desarrollo de los Acuerdos No. 11 de 2008 y No. 003 de 2018 expedidos por la Agencia Nacional de Hidrocarburos”

SUB-CLASES DE MADUREZ DEL PROYECTO

La madurez del proyecto se clasifica en cuatro categorías que involucran las decisiones requeridas para mover un proyecto hacia una producción comercial, siendo para recursos contingentes enfocadas en la recopilación de datos y los análisis necesarios para clarificar y después mitigar aquellas condiciones claves, o contingencias, que previenen el desarrollo comercial. Las categorías por reportar son las siguientes:

1. **Desarrollo Pendiente:** Es una acumulación descubierta donde las actividades del proyecto están en curso para justificar el desarrollo comercial en el futuro previsible. Es una sub-clase de madurez de proyectos de Recursos Contingentes.
2. **Desarrollo En Espera:** Es una acumulación descubierta donde las actividades del proyecto están en espera y/o donde la justificación como desarrollo comercial puede estar sujeta a un retraso significativo. Es una sub-clase de madurez de proyectos de Recursos Contingentes.
3. **Desarrollo Sin Definir:** Es cuando en una acumulación descubierta las actividades del proyecto están bajo evaluación y donde la justificación del desarrollo comercial se desconoce de acuerdo a la información disponible. Esta sub-clase requiere una delimitación activa y no debería mantenerse sin un plan de evaluaciones futuras. Esta sub-clase debería reflejar las acciones requeridas para mover un proyecto hacia la madurez comercial y su producción económica. Es una sub-clase de madurez de proyectos de Recursos Contingentes.
4. **Desarrollo no viable:** Es una acumulación descubierta para la cual las contingencias hacen que no existan planes actuales de desarrollo o planes para adquirir datos adicionales en el momento, debido al limitado potencial de producción. Es una sub-clase madurez de proyectos de Recursos Contingentes.

RECURSOS PROSPECTIVOS

Los volúmenes clasificados como recursos prospectivos deben cuantificarse considerando el chance de descubrimiento y de desarrollo para los cuales se debe tener en cuenta las siguientes definiciones:

1. **Chance de descubrimiento geológico:** Se define como *“la oportunidad estimada de que las actividades de exploración confirmarán la existencia de una acumulación significativa de petróleo potencialmente recuperable”* (PRMS). Este valor debe representarse como una fracción entre 0 y 1 y se calcula considerando los siguientes factores: Trampa/Sello, Migración, Yacimiento y Fuente. El valor asignado dependerá del nivel de rigurosidad con que cada empresa evalúe dichos factores. A mayor valor asignado a cada variable, mayor será la probabilidad de descubrimiento del prospecto, lead o play, lo que indica una menor incertidumbre o riesgo en los factores geológicos involucrados y un mayor grado de confianza en el éxito exploratorio.
2. **Chance de desarrollo:** Se entiende como *“la oportunidad estimada de que una acumulación conocida, una vez descubierta, se pueda desarrollar comercialmente”* (PRMS). Este Chance debe ser expresado como fracción y por lo tanto debe tener valores entre 0 y 1 para cada variable (Programa de Inversión en Exploración, Aspectos Socio Ambientales, Desarrollo y Explotación, Valoración portafolio), el valor dependerá del rigor con que cada compañía determine el Chance de Desarrollo de un prospecto para ser incluido en su portafolio de inversión; a mayor valor asignado a cada variable, mayor será el grado desarrollo alcanzado por el prospecto, lead o play, y por lo tanto menores serán las dificultades pendientes por resolver. De igual forma, en el Resumen Ejecutivo, debe

RESOLUCIÓN No. R4D1C4D0_1 DEL R4D1C4D0_2

“Por la cual se actualiza la forma y contenido de la metodología de valoración de recursos y reservas de hidrocarburos del país, en desarrollo de los Acuerdos No. 11 de 2008 y No. 003 de 2018 expedidos por la Agencia Nacional de Hidrocarburos”

incluirse una nota explicativa de cuáles son los eventos que podrán estar afectando negativamente las variables del chance de desarrollo y determinar si existen formas de minimizar su efecto, con el fin de avanzar el recurso prospectivo hacia el siguiente nivel de categoría correspondiente, o incluso a una nueva clasificación, como Recurso Contingente y/o Reservas.

BORRADOR