

BALANCE DE RESERVAS DE PETRÓLEO Y GAS NATURAL PAIS 2019

BALANCE DE RESERVAS DE PETRÓLEO Y GAS NATURAL PAIS 2019

GERENCIA DE RESERVAS Y OPERACIONES
AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS

Bogotá, noviembre de 2020

Este documento se publica con el propósito de ampliar la socialización y dar mayor claridad respecto a la aplicación de la normatividad vigente en el proceso de consolidación del Balance General de recursos y reservas país.

Las inquietudes o comentarios, hacerlos llegar a los correos: Reservas.IRR01@anh.gov.co y gerenciareservasyoperaciones@anh.gov.co antes del 31 de diciembre de 2020.

Contenido

INTRODUCCIÓN.....	3
1. METODOLOGÍA PARA LA CONSOLIDACIÓN DE LA INFORMACIÓN.....	4
1.1 Regulación Aplicable	4
1.1.1 Viabilidad Jurídica para nueva Resolución	5
1.1.2 Publicación en la página web de la ANH para comentarios	5
1.1.3 Socialización Resolución 77 de 2019.....	5
1.1.4 Esquema de la Resolución 77 de 2019.....	6
1.2 Sistema de Administración de Recursos Petroleros (SPE-PRMS)	6
1.2.1 Consumos en la Operación	7
1.2.2 Comparación Reservas históricas vs Consumos en la Operación.....	10
1.2.3 Determinación de Comercialidad.....	10
1.3. Procedimiento para la consolidación	13
2. BALANCE DE RESERVAS DE PETRÓLEO CRUDO PAÍS	15
3. BALANCE DE RESERVAS DE GAS NATURAL PAÍS.....	19
4. RECURSOS CONTINGENTES.....	22

BALANCE DE RESERVAS DE PETRÓLEO Y GAS NATURAL PAÍS 2019

INTRODUCCIÓN

Con el presente documento la presidencia de la Agencia Nacional de Hidrocarburos - ANH, explica el procedimiento de consolidación de recursos y reservas de petróleo y gas natural país 2019, que se efectúa aplicando la normatividad vigente, en especial la Resolución 77 del 22 de febrero de 2019 de la ANH y demás regulación colombiana asociada que adopta el Sistema de Administración de Recursos Petroleros SPE-PRMS como método para llevar a cabo la valoración de los recursos y reservas de hidrocarburos existentes en el país.

Respecto a la Resolución 77 del 22 de febrero de 2019, *“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”*, se resalta que esta fue socializada en su oportunidad por la ANH ante la industria y el público en general, e inició su aplicación a partir del Informe de Recursos y Reservas 2018 (IRR 2018), que fue presentado en abril de 2019.

A través del presente documento se explica que si bien el SPE-PRMS recomienda que las Reservas sean cantidades de ventas y que las cantidades de consumos en la operación (CiO) pueden incluirse como Reservas o Recursos y que estos deben declararse y registrarse por separado de la porción de ventas, para efectos del Registro de reservas en el Balance General de la Nación (reservas país), no se tienen en cuenta dichos consumos, dado que corresponden a un volumen no gravable, excluido de la liquidación de regalías y participaciones en producción a favor de la Agencia Nacional de Hidrocarburos.

Adicionalmente se incluye la aplicación de lo establecido en la Resolución 77 de 2019, en línea con el Sistema de Administración de Recursos Petroleros (SPE-PRMS) y la normatividad colombiana, entre otros, lo correspondiente a la determinación de comercialidad y la declaración de reservas en Áreas de Evaluación y/o en Pruebas Extensas, dando claridad a los volúmenes consolidados de recursos y reservas país.

Este documento se publica con el propósito de ampliar la socialización y dar mayor claridad respecto a la aplicación de la normatividad vigente en el proceso de consolidación del Balance General de recursos y reservas país.

De tenerse inquietudes o comentarios frente a este documento, favor hacerlas llegar a los correos: Reservas.IRR01@anh.gov.co y gerenciareservasyoperaciones@anh.gov.co antes del 31 de diciembre de 2020.

La normatividad referenciada, puede ser consultada en las páginas web de la ANH www.anh.gov.co y/o del Ministerio de Minas y Energía www.minenergia.gov.co

1. METODOLOGÍA PARA LA CONSOLIDACIÓN DE LA INFORMACIÓN

1.1 Regulación Aplicable

El Decreto 727 de 2007 “Por el cual se expiden normas relativas a la valoración y contabilización de reservas de hidrocarburos de propiedad de la Nación y se dictan otras disposiciones.” Establece:

“Artículo 2°. Registro de las reservas en el balance de la Nación. El valor de las reservas probadas de hidrocarburos de propiedad de la Nación deberá revelarse en el Balance General de la Nación, a través del Ministerio de Minas y Energía, tomando como método de valoración el definido en el artículo 3° del presente decreto.

Artículo 3°. Método de valoración de las reservas de hidrocarburos de propiedad de la Nación. El valor presente neto de las reservas de hidrocarburos de propiedad de la Nación será igual al valor presente de las regalías y las participaciones en producción a favor de la Agencia Nacional de Hidrocarburos previstas en los contratos correspondientes. (...)”

Artículo 4°. Parágrafo 1. “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.” Compilado en el Artículo 2.2.1.1.1.1.4 del Decreto 1073 de 2015 “Por medio del cual se expide el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía”

En línea con lo anterior, el Consejo Directivo de la Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH en uso de sus facultades legales expide el Acuerdo 11 del 16 de septiembre de 2008 “Por medio del cual se adopta la metodología de valoración de recursos y reservas de hidrocarburos en el país.”.

En aplicación del Acuerdo 11 de 2008, se expide la Resolución 159 de 2014, “Por medio de la cual se desarrolla lo previsto en el Acuerdo 11 del 16 de septiembre de 2008 expedido por la Agencia Nacional de Hidrocarburos, en relación con la forma, contenido, plazos y métodos de valoración de recursos y reservas de hidrocarburos en el país”. (Derogada por la Resolución 77 de 2019).

Finalmente y en virtud de la dinámica de la industria y las necesidades de información identificadas por la Agencia Nacional de Hidrocarburos, se expide la Resolución 77 del 22 de febrero de 2019, “Por medio de la cual se actualiza la metodología de valoración de recursos y reservas de hidrocarburos del país, en desarrollo del Acuerdo 11 de 2008 y del Acuerdo 003 de 2018, expedidos por la Agencia Nacional de Hidrocarburos”; estableciendo en su Artículo 2 que: “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

BALANCE DE RESERVAS DE PETRÓLEO Y GAS NATURAL PAIS 2019

2008, Sistema de Administración de Recursos Petroleros (Petroleum Resources Management System”) SPE-PRMS.”.

A continuación, se presenta una línea de tiempo de todo el proceso de emisión y socialización de la citada Resolución 77 del 22 de febrero 2019.

1.1.1 Viabilidad Jurídica para nueva Resolución

5-feb-2019 Solicitud viabilidad Jurídica a la Oficina Asesora Jurídica de la ANH (OAJ) ID 366594

7-feb-2019 Respuesta de OAJ a solicitud viabilidad Jurídica, indicando favorabilidad de inicio del ajuste. ID 367286

11-feb-2019 Respuesta de OAJ solicitando ajustes para otorgar viabilidad actualización Resolución 159 de 2014. ID 368297

12-feb-2019 OAJ otorga viabilidad actualización Resolución 159 de 2014 ID 368687

1.1.2 Publicación en la página web de la ANH para comentarios

Conforme a la solicitud a la Oficina de Tecnologías de la Información (OTI) realizada el 14 de febrero de 2019 fue publicada desde ese día y hasta el día 21-feb-2019 se mantuvo activa la publicación.

Las compañías fueron informadas de la publicación del proyecto de Resolución, mediante el correo oficial reservas.irr01@anh.gov.co con asunto: “Informe de Recursos y Reservas 2018”.

Se recibieron comentarios por parte de compañías certificadoras y de otras áreas de la ANH, los cuales fueron tenidos en cuenta para el documento definitivo de la Resolución 77 de 2019.

1.1.3 Socialización Resolución 77 de 2019

Se socializó la nueva Resolución en la página web ANH y en el “Taller de Reservas” realizado el 26-feb-2019, al cual asistieron 53 compañías operadoras.

El objetivo del Taller fue: “Dar a conocer los aspectos principales a tener en cuenta para la aplicación de la metodología de valoración de recursos y reservas de hidrocarburos del país, adoptados mediante Resolución 77 del 22 de febrero de 2019.” En el taller se resaltaron los cambios de la Resolución y su aplicación a partir del Informe de Recursos y Reservas 2018 (IRR con corte a 31-dic-2018), a presentarse

BALANCE DE RESERVAS DE PETRÓLEO Y GAS NATURAL PAIS 2019

por parte de las compañías operadoras hasta el primero de abril de 2019. La presentación se encuentra disponible en la página web de la ANH módulo Gestión de Reservas.

Se aclararon todas las inquietudes de las compañías, realizadas previas al cargue del IRR2018, entre marzo y abril de 2019, mediante el correo oficial reservas.irr01@anh.gov.co

1.1.4 Esquema de la Resolución 77 de 2019

Las aclaraciones de presentación y alcances en puntos específicos, corresponden a la Resolución 77 de 2019 acorde con la Legislación Colombiana así:

Artículo 1°. Presentación del informe de recursos y reservas de hidrocarburos en el país.

Artículo 2°. Método de evaluación de los recursos y reservas de hidrocarburos en el país

Artículo 3°. Certificación externa de reservas.

Artículo 4°. Certificación interna de reservas

Artículo 5°. Contenido de la información de recursos y reservas.

Artículo 6°. Entregables de la información de Recursos y Reservas de hidrocarburos

Artículo 7°. Certificación Especial de Reservas.

Artículo 8. No presentación de la información en los plazos establecidos.

Artículo 9°. Idioma.

Artículo 10. Derogatorias.

Artículo 11. Vigencia

1.2 Sistema de Administración de Recursos Petroleros (SPE-PRMS)

Con el fin de aclarar los términos más representativos utilizados en este documento, se incluyen las siguientes definiciones del Sistema de Administración de Recursos Petroleros (SPE-PRMS por sus siglas en inglés). Junio de 2018. SPE-WPC-AAPG-SPEE-SEG-SPWLA-EAGE.

“Petróleo. Se define como una mezcla de ocurrencia natural compuesta por hidrocarburos en sus fases gaseosa, líquida o sólida. El petróleo también puede contener compuestos no hidrocarburos, ejemplos

BALANCE DE RESERVAS DE PETRÓLEO Y GAS NATURAL PAIS 2019

comunes de éstos son dióxido de carbono, nitrógeno, ácido sulfhídrico y azufre. En casos poco comunes, el contenido de no hidrocarburos del petróleo puede ser mayor al 50%."

"Reservas son aquellas cantidades de petróleo anticipadas a ser comercialmente recuperables, mediante la aplicación de proyectos de desarrollo, en acumulaciones conocidas, a partir de una fecha dada en adelante bajo condiciones definidas. Las Reservas deben satisfacer cuatro criterios: descubiertas, recuperables, comerciales y remanentes (a partir de la fecha efectiva de evaluación) basadas en el(los) proyecto(s) de desarrollo aplicado(s)."

"Recursos Contingentes Son aquellas cantidades de petróleo estimadas, a una fecha dada, a ser potencialmente recuperables de acumulaciones conocidas, por la aplicación de proyectos de desarrollo, que actualmente no son considerados comerciales, debido a una o más contingencias."

"Recursos Prospectivos son aquellas cantidades de petróleo estimadas, a una fecha dada, a ser potencialmente recuperables, de acumulaciones no descubiertas, por la aplicación de proyectos de desarrollo futuros."

"Descubrimiento. Es una acumulación de petróleo donde uno o varios pozos exploratorios a través de pruebas, muestreo y/o registros han demostrado la existencia de una cantidad significativa de hidrocarburos potencialmente recuperables y, por lo tanto, han establecido una acumulación conocida. En este contexto, "significativo" implica que existe evidencia de una cantidad suficiente de petróleo para justificar la estimación del volumen in situ por los pozos y para evaluar el potencial de recuperación comercial."

1.2.1 Consumos en la Operación

Los consumos en operaciones CiO (Consumed in Operations – PRMS 2018) también denominados combustible para la Concesión (Lease fuel – PRMS 2007) definidos en el numeral 3.2.2 de Sistema de Administración de Recursos Petroleros de la Sociedad de Ingenieros de Petróleos SPE-PRMS (por sus siglas en inglés), fue uno de los elementos objeto de aclaración en su definición y alcance en la actualización 2018 del sistema de gestión.

Mientras que en la versión 2007 del Sistema de Administración de Recursos Petroleros SPE-PRMS en un solo numeral (3.2.2) establece y define todo lo relacionado con los combustibles para la Concesión (Lease Fuel), en la versión actualizada 2018 al tiempo que es más concreta, procura discretizar la definición y localización, su inclusión en las reservas, y sus restricciones para utilización en los análisis económicos de los proyectos.

Lease Fuel – PRMS 2007 vs. CiO – PRMS 2018

BALANCE DE RESERVAS DE PETRÓLEO Y GAS NATURAL PAIS 2019

➤ Gas para la Concesión (Lease Fuel) – Numeral 3.2.2 SPE-PRMS 2007

El Sistema de Administración de Recursos Petroleros SPE-PRMS versión 2007 en relación con los combustibles para la Concesión (Lease Fuel) en el numeral 3.2.2., establece lo siguiente: *“El combustible para la concesión es aquella porción de gas natural, petróleo crudo, o condensado producida y consumida como combustible en la producción y operaciones de la planta de la concesión. Para mantener la coherencia, debe tratarse como una merma y no se incluye en las cantidades de ventas ni en las estimaciones de recursos. Sin embargo, algunas pautas regulatorias pueden permitir que el combustible para la concesión se incluya en las estimaciones de Reservas donde reemplaza las fuentes alternativas de combustible y / o energía que se comprarían en su ausencia. Cuando se declare como Reservas, dichas cantidades de combustible deberían / deben (“should be”) informarse por separado de las ventas y su valor debe incluirse como un gasto operativo. El gas y el petróleo quemados y otras pérdidas siempre se tratan como mermas y no se incluyen en las ventas de productos ni en las Reservas.”* (Subrayado fuera de texto)

➤ Consumo en operaciones (CiO) – Numeral 3.2.2 SPE-PRMS 2018

Como ya se mencionó, a diferencia de lo establecido en la versión 2007, la actualización 2018 del Sistema de Administración de Recursos Petroleros, separa y hace mayor claridad tanto en la definición, su inclusión en los volúmenes de reservas y su utilización en las evaluaciones económicas. Con una denominación ahora más precisa (Consumo en Operaciones – CiO), la versión 2018 del SPE-PRMS en su numeral 3.2.2., establece lo siguiente:

Definición - Numeral 3.2.2.1 *“CiO (también denominado combustible para la Concesión) es la parte del petróleo producido que se consume como combustible en la producción u operaciones de la planta antes del punto de referencia”.* (Subrayado fuera de texto)

Inclusión en reservas - Numeral 3.2.2.2 *“Aunque se recomienda que las Reservas sean cantidades de ventas (Ver Sección 1.1 – Marco de Clasificación de Recursos de Petróleo), las cantidades de CiO pueden incluirse como Reservas o Recursos; cuando se incluyen estas cantidades deben declararse y registrarse por separado de la porción de ventas. Deben existir derechos de titularidad para el uso de combustible para reconocer a CiO como Reservas. Las pérdidas de gas y aceite quemado y otras pérdidas de petróleo no deben incluirse en las ventas de productos o Las reservas, pero una vez producidas, se incluyen en las cantidades producidas para dar cuenta del vaciamiento total del reservorio”.*

Inclusión en evaluación económica - Numeral 3.2.2.3 *“Las cantidades de CiO no deben incluirse en la economía del proyecto porque no hay un costo incurrido para la compra ni un flujo de ingresos para reconocer una cantidad de ventas. El combustible CiO reemplaza al requisito de comprar combustible de terceros y resulta en menores costos operativos. Todos los costos reales de equipos relacionados con las*

BALANCE DE RESERVAS DE PETRÓLEO Y GAS NATURAL PAIS 2019

instalaciones, los costos de las operaciones y cualquier combustible comprado deben incluirse como Gastos operativos en la economía del proyecto”.

Así las cosas, los cambios pueden ser relacionados a tres diferencias principales a saber:

Cambio de Nombre o denominación: A diferencia de la denominación anterior en la versión 2007 cuando se hablaba de un combustible para el contrato, la denominación como Consumos en Operaciones – CiO de la versión 2018, es más clara y técnica, determinando el verdadero uso de estos volúmenes.

Paralelamente al cambio en la denominación, la versión 2018 establece claramente el punto de la operación en donde tienen lugar estos consumos, esto es, antes del punto de referencia, punto que es definido detalladamente en el numeral 3.2.1 de la versión 2018 del Sistema de Administración de Recursos Petroleros SPE-PRMS, definición de donde se pueden destacar algunos aspectos como:

El punto de referencia puede definirse por regulaciones contables relevantes para asegurar de que el punto de referencia sea el mismo tanto para la medición de cantidades de ventas reportadas como para el tratamiento contable de los ingresos por las ventas.

Las cantidades de ventas son iguales a la producción total menos las cantidades no ventas (cantidades producidas en boca de pozo, pero no disponibles para ventas en el punto de referencia).

Las cantidades no ventas incluyen el petróleo consumido como combustible de concesión, quemado o perdido durante el procesamiento



Sin duda alguna, el cambio de mayor impacto obedece al cambio de un solo término, en los requerimientos para reportar los CiO como reservas. El término “*should be*” utilizado en la versión 2007, que puede ser interpretado como “debería ser” o “debe ser”, es remplazado en la versión SPE-PRMS del año 2018 por el término “*must be*” que traduce “tiene que ser”, cambiando de esta manera una condicionalidad sujeta a interpretación, por una exigencia o condición inmodificable y de obligatorio cumplimiento en su aplicación.

BALANCE DE RESERVAS DE PETRÓLEO Y GAS NATURAL PAIS 2019

1.2.2 Comparación Reservas históricas vs Consumos en la Operación

IRR	Reservas Probadas Reportadas de Gas (Gpc)	Consumos de Gas en la Operación Reportados - CiO (Gpc)	Reservas Probadas de Gas excluyendo Consumos en La Operación - CiO (Gpc)
2015	4,361	239	4,122
2016	4,024	262	3,762
2017	3,896	319	3,577
2018	3,782	308	3,474
2019	3,163	369	3,163

La tabla anterior, presenta en la segunda columna los valores de reservas probadas reportados, incluyendo los volúmenes de consumos en la operación (CiO) entre el IRR 2015 e IRR 2018. De no haberse tenido en cuenta los volúmenes de consumo de gas (CiO) en estos reportes, los valores de reservas probadas hubiesen sido los presentados en la columna cuatro.

Para el IRR 2019, las reservas probadas reportadas de gas, excluyen los consumos en la operación (CiO) y por tanto las columnas dos y cuatro presentan los mismos valores.

La anterior cuantificación también aplica para los volúmenes de petróleo crudo.

1.2.3 Determinación de Comercialidad

“2.1.2.1 Las cantidades recuperables descubiertas (Recursos Contingentes) pueden ser consideradas maduras comercialmente y así alcanzar la clasificación de Reservas, si la entidad que declara comercialidad ha demostrado una firme intención de proceder con el desarrollo. Esto significa que la entidad ha cumplido los criterios de decisión internos (típicamente tasa de retorno igual o mejor que el costo de capital promedio ponderado o a la tasa de rentabilidad mínima). La comercialidad se logra con el compromiso de la entidad hacia el proyecto y con todos los siguientes criterios:

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

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.

BALANCE DE RESERVAS DE PETRÓLEO Y GAS NATURAL PAIS 2019

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 (ver Sección 3.1.1, Evaluación de Flujo de Caja Neto).

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.”

“Apéndice A – Glosario de Términos Usados en la Evaluación de Reservas

(...)

Comercial. Un proyecto es Comercial cuando existe evidencia de una firme intención de continuar con el desarrollo dentro de un periodo de tiempo razonable. Por lo general, esto requiere que el mejor caso de estimación cumpla o exceda los criterios mínimos de decisión de evaluación (por ejemplo, tasa de retorno, tiempo de pago de la inversión). Debe haber una expectativa razonable de que todas las aprobaciones internas y externas requeridas estén disponibles. Además, debe haber evidencia de un plan de desarrollo factible, técnicamente maduro y que se cumplan las condiciones esenciales sociales, ambientales, económicas, políticas, legales, reglamentarias, de decisión y contractuales.”

➤ **Comercialidad frente a la Resolución 77 del 22 de febrero de 2019**

ARTÍCULO 2. Parágrafo 2. “Para áreas en evaluación, los volúmenes descubiertos recuperables pueden considerarse reservas, solo si la compañía operadora manifiesta una intención firme de proceder con el desarrollo y tiene presupuestado presentar Declaración de Comercialidad dentro del año calendario siguiente a la fecha de corte de la estimación del informe de recursos y reservas – IRR y cumple con los siguientes requisitos:

Una evaluación económica donde se evidencia que los proyectos de desarrollo son viables y respaldan la inversión requerida.

Existencia de mercado para toda la producción de hidrocarburos, o por lo menos para las cantidades esperadas de ventas, que justifique el desarrollo.

BALANCE DE RESERVAS DE PETRÓLEO Y GAS NATURAL PAIS 2019

Evidencia que las instalaciones necesarias de producción y transporte están disponibles.

Se soporta la debida diligencia en los trámites ambientales, sociales y legales que se requieren para dar inicio a la explotación del campo.

La evaluación de la acumulación está técnicamente justificada para definir la comercialidad.

La recuperación comercial no es dependiente de tecnologías en desarrollo.

De no cumplirse alguno de los requisitos mencionados anteriormente, estos volúmenes descubiertos recuperables deben considerarse recursos contingentes.”

➤ **Comercialidad frente a la Resolución 40048 de 2015 que modifica la Resolución 181495 de 2009**

“Área de Evaluación: Sin perjuicio de lo que sobre el particular establezca cada modelo de contrato, es la porción del área contratada en la cual el contratista realiza un descubrimiento y en la que ha decidido llevar a cabo un programa de evaluación para establecer o no su comercialidad. Esta porción ha de estar enmarcada por un polígono preferiblemente regular en superficie que comprenda la envolvente de la proyección vertical en superficie de la estructura que corresponde al descubrimiento.”

“Declaración de Comercialidad: Comunicación escrita mediante la cual el contratista declara a la Agencia Nacional de Hidrocarburos o a quien haga sus veces, la decisión incondicional de explotar comercialmente 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 contratista decide explotarlo bajo la modalidad de solo riesgo.”

“Pruebas Extensas: Periodo de producción posterior a la prueba inicial que tiene por finalidad obtener información adicional del yacimiento, para definir la comercialidad o no del campo.”

➤ **Efecto en la Comercialidad de las Disposiciones contractuales sobre Prórroga del Programa de Evaluación**

“(…) En caso de que el descubrimiento sea de Gas Natural no Asociado o de Hidrocarburos Líquidos Pesados o de Hidrocarburos No Convencionales, y en cualquier momento durante el Programa de Evaluación, EL CONTRATISTA podrá solicitar a LA ANH la prórroga del Programa de Evaluación hasta por dos (2) años adicionales, término que podrá otorgarse, a criterio de LA ANH, con el propósito de llevar a cabo estudios de factibilidad para la construcción de infraestructura, sobre métodos de producción y/o para el desarrollo de mercados. En estos casos, la solicitud incluirá en el Programa de Evaluación la información relacionada con los estudios de factibilidad que ELCONTRATISTA considera necesario realizar. Al término de la prórroga otorgada, EL CONTRATISTA entregará a LA ANH las conclusiones y recomendaciones de los estudios de factibilidad.”

BALANCE DE RESERVAS DE PETRÓLEO Y GAS NATURAL PAIS 2019

1.3. Procedimiento para la consolidación

Una vez recibidos los informes de recursos y reservas, la Gerencia de Reservas y Operaciones (GRO) procede a la aplicación de lo establecido en la Resolución 77 de 2019, en línea con el Sistema de Administración de Recursos Petroleros (PRMS) y la normatividad colombiana, a partir de la Base de Datos de Generalidades-Módulo GR-SOLAR, actualizada en la GRO e información que puede ser constatada con otras áreas de la entidad, donde se verifica lo siguiente:

Se identifican campos que tengan más de un reporte de recursos y reservas para definir si es procedente la aplicación de lo indicado en el Artículo 7 de la Resolución 77 de 2019.

Con las fechas de terminación de los Contratos de Asociación, Concesiones y finalización del Periodo de Explotación (Contratos E&P), se confirma que los volúmenes recuperables reportados estén clasificados acorde con lo establecido en el Parágrafo 1 del Artículo 2 de la Resolución 77 de 2019.

Se revisa si hay evidencia de una contingencia específica que deba considerarse dentro de la consolidación de volúmenes y se hace la validación en los campos correspondientes.

Para campos en Áreas de Evaluación y/o en Pruebas Extensas, se revisa si la compañía operadora manifiesta la intención de proceder con el desarrollo del campo y señala que tiene presupuestado presentar Declaración de Comercialidad dentro del año calendario siguiente a la fecha de corte de la estimación del informe de recursos y reservas. Adicionalmente se confirma con la Vicepresidencia de Contratos de Hidrocarburos las fechas de finalización de los Programas de Evaluación (Contratos E&P) y con Fiscalización la finalización de pruebas extensas.

Se confirma que los “campos” que reportan volúmenes de reservas o recursos contingentes, acorde con cada modalidad contractual, cuenten con Aviso de Descubrimiento, formas de producción aprobadas y formulario 6 “Informe de terminación oficial” aprobado por Fiscalización.

A partir de la Base de Datos de la GRO se confirma que las compañías que tengan contratos suscritos, en los cuales esté autorizada la exploración y producción de hidrocarburos provenientes de yacimientos no convencionales, reporten la información correspondiente sobre el potencial de petróleo y/o gas natural.

Se revisa el reporte de volúmenes de aquellos campos en lo que se han clasificado reservas que por un periodo de cinco años o más permanecen no desarrolladas, o se han mantenido sin desarrollo debido a postergaciones repetidas y con la información que reposa en la entidad, se validan como reservas o recursos contingentes.

Se verifica que todos los campos con reporte de reservas probadas iguales o superiores a un millón (1.000.000) de barriles de petróleo equivalente, cuenten con certificación externa de reservas.

BALANCE DE RESERVAS DE PETRÓLEO Y GAS NATURAL PAIS 2019

En relación con los volúmenes de consumos en la operación, se procede a revisar en la documentación aportada por los operadores, que el reporte correspondiente a estos volúmenes esté declarado y registrado por separado de las reservas de hidrocarburos.

Producto de esta revisión se encontraron los siguientes casos, para los cuales se reclasificaron volúmenes de reservas:

- Un campo con informe de recursos y reservas reportado tanto por el operador como por el socio. A la espera de un posible proceso de auditoría especial se toma como dato oficial para el Balance General de la Nación el menor valor reportado.
- Ocho campos de petróleo y ocho campos de gas natural reportaron reservas en áreas en evaluación, en los cuales no se evidencia la intención de declarar comercialidad durante el año 2020, habiendo confirmado las fechas de finalización de los Programa de Evaluación y Pruebas Extensas, razón por la cual se emitió un memorando interno dirigido a la Vicepresidencia de Operaciones, Regalías y Participaciones con los detalles correspondientes y se proyectaron comunicaciones informando a las compañías operadoras sobre la reclasificación como recursos contingentes.
- Un campo que se ve afectado por medida cautelar proferida por el Consejo de Estado, en el cual fue necesario degradar los volúmenes a recursos contingentes, clasificando la contingencia como "Asuntos legales y/o Contractuales".
- Se identificó reporte de reservas asociadas a un pozo exploratorio A3 que no ha sido probado, razón por la cual no cuenta con formas de producción, formulario 6 o Aviso de Descubrimiento que permita clasificar el volumen al menos como recurso contingente.
- Se encontró reporte de recursos contingentes para un prospecto, razón por la cual fue necesario reclasificar el volumen como recursos prospectivos.

Los ajustes efectuados fueron informados a las compañías operadoras mediante oficios remitidos de la Vicepresidencia de Operaciones, Regalías y Participaciones de la ANH.

Así las cosas, una vez aplicados los criterios ya indicados, los volúmenes de recursos y reservas país son los siguientes:

BALANCE DE RESERVAS DE PETRÓLEO Y GAS NATURAL PAÍS 2019

Clasificación	año 2019	
	Petróleo (Mbl)	Gas (Gpc)
Reservas Probadas	2.041	3.163
Reservas Probables	718	660
Reservas Posibles	629	362
Recursos Contingentes	1.888	2.362
Recursos Prospectivos (P50) *incluye offshore para Gas	3.137	17.690

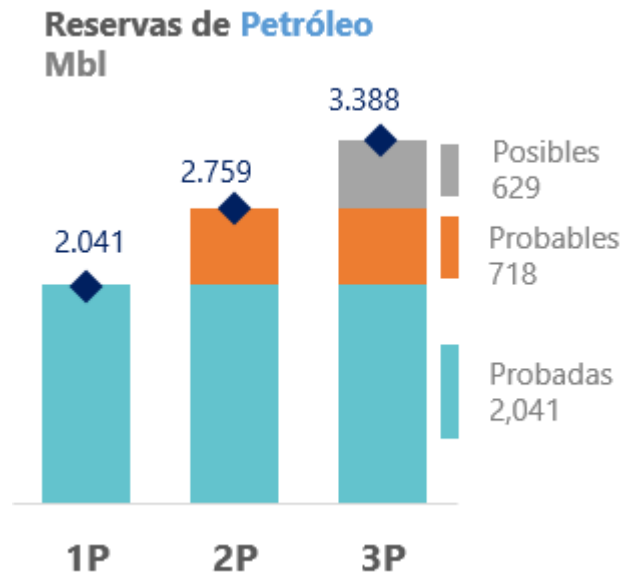
El balance de Reservas para el país, con cierre al 31 de diciembre de 2019 está basado en los informes de Recursos y Reservas) entregados por las compañías operadoras en el país y consolidado en la ANH.

El 29 de abril de 2020, la Gerencia de Reservas y Operaciones, presentó ante la Vicepresidencia de Operaciones, Regalías y Participaciones (VORP), Vicepresidencia de Contratos de Hidrocarburos (VCH) y Presidencia de la ANH, las cifras consolidadas de recursos y reservas del país, para ser aprobadas y a su vez presentadas al Ministerio de Minas y Energía, quien oficializa lo correspondiente ante el país. El detalle y explicación de estas cifras, constituye varios capítulos del denominado Informe Final de Recursos y Reservas - IRR-final a presentarse en diciembre de cada año a la VORP y por su conducto a la Presidencia de la ANH. Dicho documento por contener información desagregada de empresas, contratos y campos, no se publica en la web ANH.

2. BALANCE DE RESERVAS DE PETRÓLEO CRUDO PAÍS

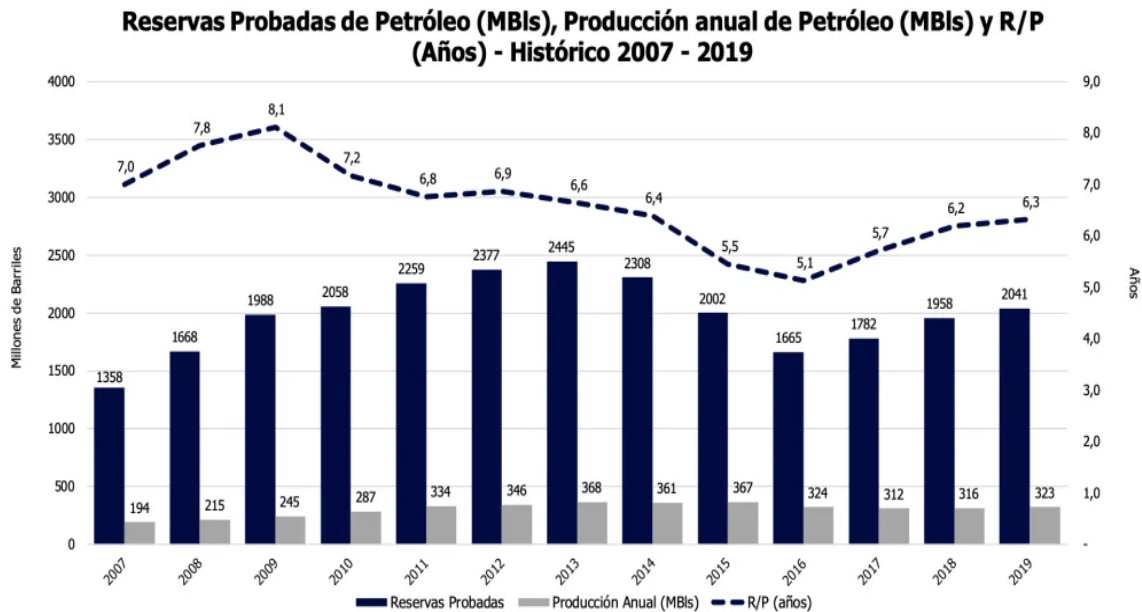
Las reservas probadas de petróleo crudo país con corte a 31 de diciembre de 2019 son de 2.041 millones de barriles (Mbl), de los cuales 83,1 Mbl corresponden a condensados y líquidos de gas natural obtenidos en algunos campos. Las reservas Probables y Posibles, son de 718 y 629 Mbl respectivamente. Con relación a las reservas 1P a diciembre 31 de 2018 (1.958 Mbl), estos volúmenes presentan un aumento de 4,2%.

BALANCE DE RESERVAS DE PETRÓLEO Y GAS NATURAL PAIS 2019



La relación Reservas/Producción, conocida como índice R/P relaciona las reservas probadas y la producción comercializada, es un índice que determina la vida media de las reservas probadas al mantener el nivel de consumo actual constante (producción comercializada constante) e indica el tiempo que tardarán en consumirse dichas reservas probadas a la tasa de producción actual, sin que haya adiciones en ellas, o por lo menos la reposición de las cantidades producidas. Dicho índice con corte a 31 de diciembre de 2019 es de 6,3 años, considerando los volúmenes de reservas Probadas y una producción comercializada total del año 2019 de 323 Mbl.

BALANCE DE RESERVAS DE PETRÓLEO Y GAS NATURAL PAIS 2019



El índice de reemplazo (reposición) de reservas, denominado I/P, que es la cantidad de reservas incorporadas por cada barril producido, corresponde a un 126% (o 1,26), lo que quiere decir que por cada barril que se produjo en el año 2019 se incorporaron 1,26 barriles, resultado de la incorporación anual que incluye reevaluaciones y nuevas incorporaciones (descubrimientos).

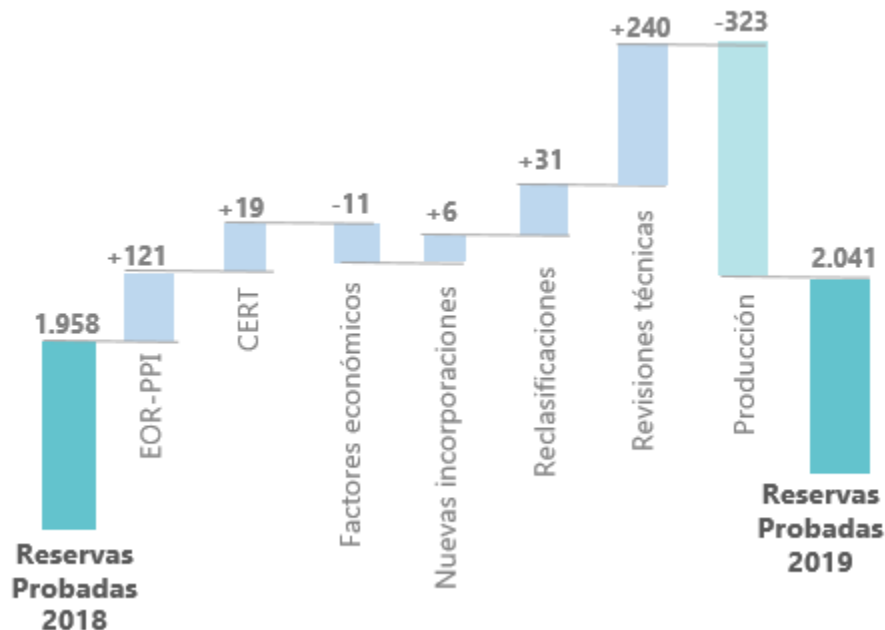
AÑO	CRUDO @ 31.DIC							Reemplazo Reservas I/P	R/P Según 1P (años)
	Reservas Probadas (R) (MBIs)	Variación por año (MBIs)	Variación (%)	Producción Anual (MBIs)	Incorporación anual (I=NI+Rev)	Nuevas Incorporaciones NI (MBIs)	Reevaluaciones Rev (MBIs)		
2007	1,358		-10.0%	194		12	30	0%	7.0
2008	1,668	310	22.8%	215	524	99	425	244%	7.8
2009	1,988	320	19.2%	245	565	7	558	231%	8.1
2010	2,058	70	3.5%	287	358	41	317	125%	7.2
2011	2,259	201	9.8%	334	535	23	512	160%	6.8
2012	2,377	118	5.2%	346	464	152	312	134%	6.9
2013	2,445	68	2.9%	368	436	168	268	118%	6.6
2014	2,308	-137	-5.6%	361	224	32	192	62%	6.4
2015	2,002	-306	-13.3%	367	61	100	39	17%	5.5
2016	1,665	-337	-16.8%	324	13	53	66	-4%	5.1
2017	1,782	117	7.0%	312	429	48	381	138%	5.7
2018	1,958	176	9.9%	316	492	42	450	156%	6.2
2019	2,041	83	4.2%	323	406	6	400	126%	6.3

Fuente: 2007: Ecopetrol S.A.
2009-2019: ANH

Fuente: <https://www.anh.gov.co/Operaciones-Regal%C3%ADas-y-Participaciones/Documents/Hist%C3%B3rico%20de%20Reservas%202019.pdf>

BALANCE DE RESERVAS DE PETRÓLEO Y GAS NATURAL PAIS 2019

A continuación, se presenta el balance de petróleo crudo y una breve explicación de sus variaciones:



Para esta vigencia, como resultado de la Incorporación anual correspondiente a Petróleo crudo, se obtuvo un volumen de 406 Mbl en las reservas 1P, de los cuales 400 Mbl corresponden a reevaluaciones que incluyen EOR-PPI, CERT, factores económicos, reclasificaciones y revisiones técnicas y 6 Mbl a nuevas incorporaciones o descubrimientos.

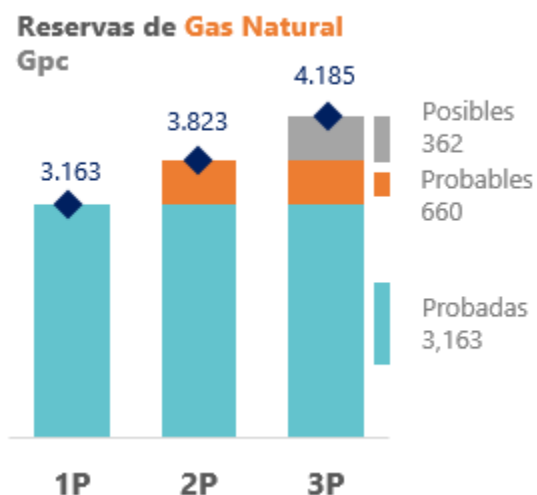
Se destaca la incorporación por reevaluación en campos del departamento del Meta, principalmente en campos de crudo pesado, donde el factor de recobro actual se encuentra por debajo del 10%, lo que demuestra el potencial correspondiente a crudos pesados en esta zona.

En cuanto a EOR y PPI, se incorporaron reservas de petróleo crudo para la vigencia 2019, por un volumen de 121 Mbl, correspondiente al 30% de la reevaluación anual. El alto porcentaje atribuido a esta categoría ratifica la necesidad de continuar apoyando este tipo de proyectos (EOR) y de incentivos (PPI), así como el fortalecimiento de la C&T con proyectos conjuntos entre la ANH, la industria y la academia.

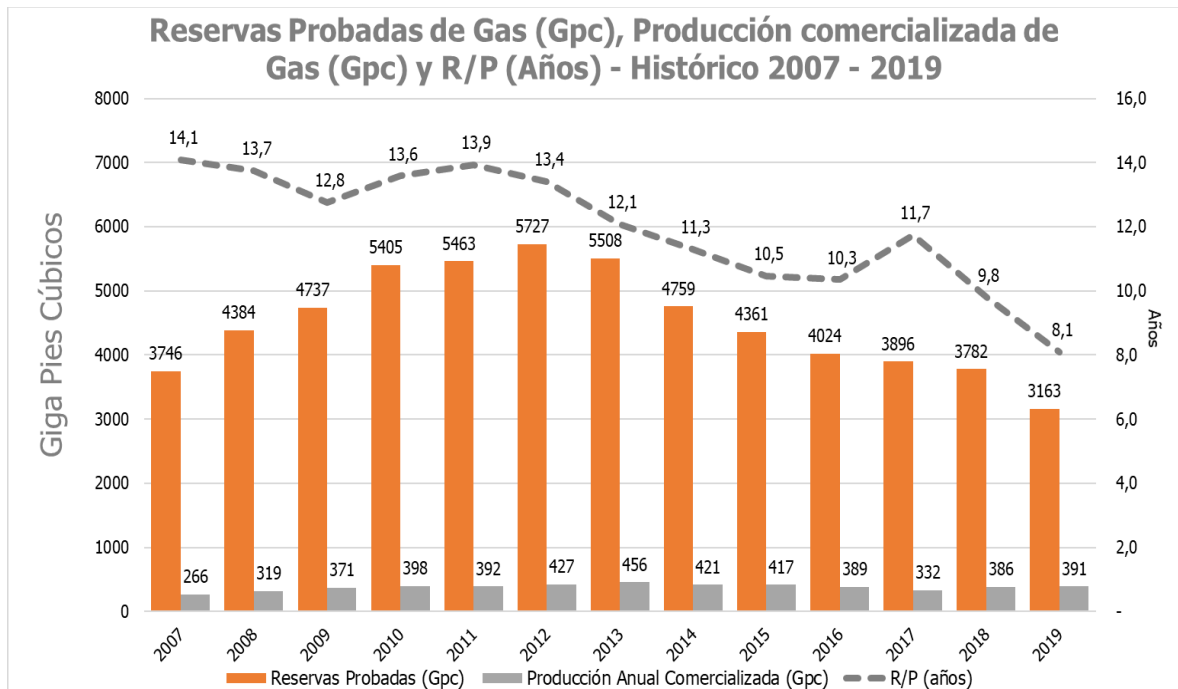
3. BALANCE DE RESERVAS DE GAS NATURAL PAÍS

Para el corte a 31 de diciembre de 2019, el país tiene reservas Probadas de gas natural de 3.163 Giga pies cúbicos (Gpc) y reservas Probables y Posibles de 660 y 362 Gpc respectivamente, lo que representa una reducción de 16,3% para Reservas Probadas respecto al año 2018 (3.782 Gpc).

Con este volumen de reservas probadas y teniendo en cuenta la producción comercializada de gas natural promedio del año 2019 de 391 Gpc, la relación Reservas/Producción es de 8,1 años, la cual tuvo una reducción en comparación con el año anterior (17,3%).



BALANCE DE RESERVAS DE PETRÓLEO Y GAS NATURAL PAIS 2019



La cifra de incorporación anual de -228 Gpc, del IRR 2019, incluye el ajuste por consumos en la operación de 308 Gpc provenientes del IRR 2018, por lo cual el reemplazo efectivo de reservas corresponde a 80 Gpc, con lo cual el índice de reemplazo de reservas de gas, denominado I/P llega a un 20%, (o 0,20), es decir, que por cada giga pie cúbico de gas comercializado se reponen solamente 0,20 giga pies cúbicos en reservas probadas.

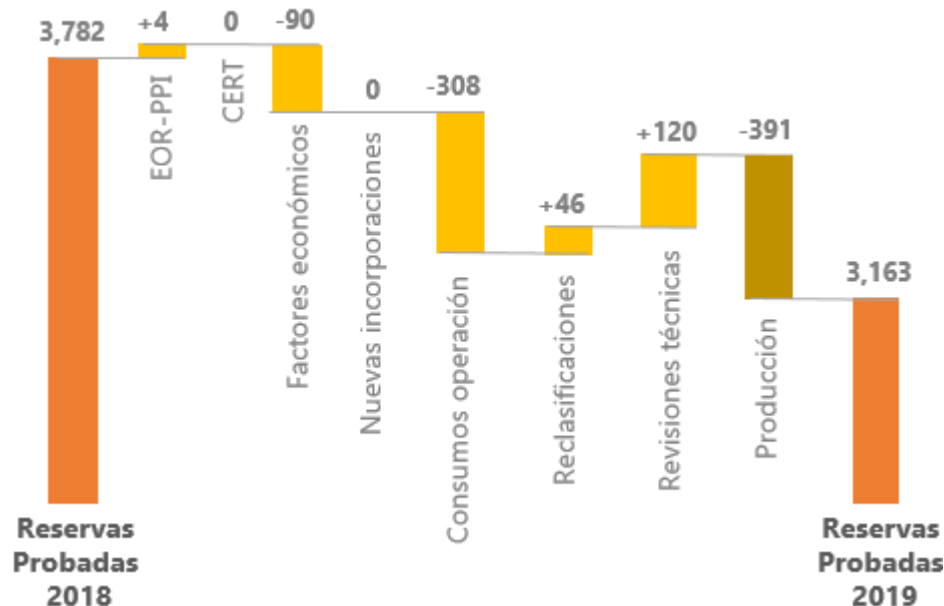
AÑO	GAS @ 31.DIC							Reemplazo Reservas I/P	R/P Según 1P (años)
	Reservas Probadas (R) (Gpc)	Variación por año (Gpc)	Variación (%)	Producción Anual (P) (Gpc)	Incorporación anual (I=NI+Rev)	Nuevas Incorporaciones NI (Gpc)	Reevaluaciones Rev (Gpc)		
2007	3746		-3.6%	266	2	2		1%	14.1
2008	4384	638	17.0%	319	512	512		161%	13.7
2009	4737	353	8.1%	371	1554	1554		419%	12.8
2010	5405	668	14.1%	398	-1004	-1004		-252%	13.6
2011	5463	58	1.1%	392	-41	-41		-10%	13.9
2012	5727	264	4.8%	427	801	801		188%	13.4
2013	5508	-219	-3.8%	456	239	239		52%	12.1
2014	4759	-749	-13.6%	421	-296	-296		-70%	11.3
2015	4361	-398	-8.4%	417	35	15	20	8%	10.5
2016	4024	-337	-7.7%	389	22	10	12	6%	10.3
2017	3896	-128	-3.2%	332	204	265	-61	61%	11.7
2018	3782	-114	-2.9%	386	272	34	238	70%	9.8
2019	3163	-619	-16.4%	391	-228	0	-228	-58%	8.1

Fuente: 2007: Ecopetrol S.A.
2009-2019: ANH

Fuente: <https://www.anh.gov.co/Operaciones-Regal%C3%ADas-y-Participaciones/Documents/Hist%C3%B3rico%20de%20Reservas%202019.pdf>

BALANCE DE RESERVAS DE PETRÓLEO Y GAS NATURAL PAIS 2019

A continuación, se presenta el balance de gas natural con corte a 31 de diciembre de 2019 y una breve explicación de sus variaciones:



Para esta vigencia, el ajuste por consumos en la operación de 308 Gpc se incluye dentro del balance de reservas de gas natural, razón por la cual la Incorporación anual efectiva es de 80 Gpc, correspondiente a la sumatoria de proyectos EOR-PPI (4 Gpc), factores económicos (-90 Gpc), reclasificaciones (46 Gpc) y revisiones técnicas (120 Gpc), donde se destaca el impacto negativo de 90 Gpc por factores económicos, relacionados básicamente a campos de gas asociado y un valor positivo en proyectos EOR-PPI, reclasificaciones y revisiones técnicas que es de bajo impacto (170 Gpc), aunado a que no se reportaron nuevas incorporaciones de reservas probadas (descubrimientos).

Se resalta adicionalmente que fueron reclasificados como recursos contingentes 93,4 Gpc, reportados como reservas probadas, que corresponden a campos en los cuales no se evidencia la intención de declarar comercialidad durante el año 2020, una vez se confirmaron las fechas de finalización de los Programas de Evaluación y Pruebas Extensas al interior de la ANH; en aplicación de lo establecido en el parágrafo 2 del Artículo 2 de la Resolución 77 de 2019.

4. RECURSOS CONTINGENTES

Respecto a **Recursos Contingentes** para petróleo crudo, se tuvo un incremento de 1.537 Mbl en 2018 a 1.888 Mbl en 2019, correspondiente a un 22,8%. Los recursos post finalización de Contratos (Asociación) o Periodo de explotación (E&P y E&E), representan el 2% del total, el restante 98% lo constituyen las denominadas “Otras Contingencias” las cuales están constituidas así:

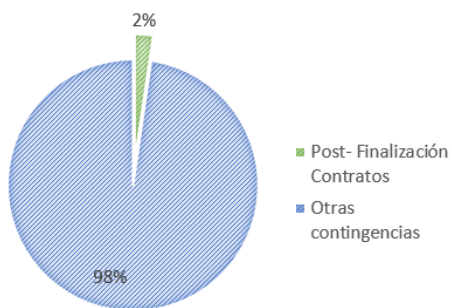
- **Económica (47%):** En este grupo se tienen en cuenta contingencias asociadas a los costos de operación, precio de los hidrocarburos, ausencia o deficiencia de mercado, insuficiencia o falta de infraestructura.
- **Técnica (31%):** Cuando la recuperación comercial es dependiente de tecnologías aún en desarrollo o la evaluación técnica de la acumulación es insuficiente para determinar la comercialidad.
- **Ambiental y/o Social (13%):** Contingencias relacionadas con permisos y trámites ambientales, negociación de tierras, consulta previa, permisos arqueológicos.
- **Asuntos Legales y/o Contractuales (9%):** Contingencias asociadas a obligaciones, requerimientos contractuales o impedimentos legales que impactan en la comercialidad del proyecto.

Para Gas los Recursos contingentes aumentaron de 1.322 Gpc en 2018 a 2.362 Gpc en 2019. El 2% nuevamente lo constituyen los recursos post finalización y las otras contingencias están distribuidas así:

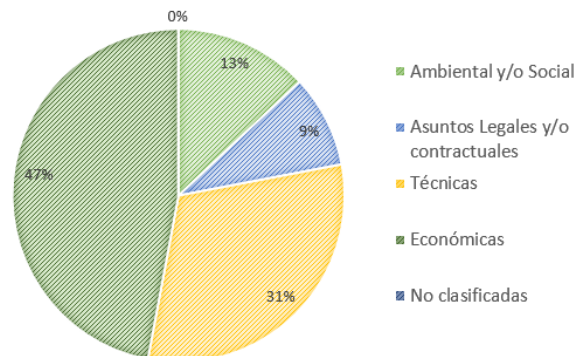
- **Económica (12%):** Asociadas principalmente a gas natural asociado por el impacto de los precios del petróleo y en algunos casos por ausencia o deficiencia de mercado, insuficiencia o falta de infraestructura.
- **Técnica (4%):** Cuando la recuperación comercial es dependiente de tecnologías aún en desarrollo o la evaluación técnica de la acumulación es insuficiente para determinar la comercialidad.
- **Asuntos Legales y/o Contractuales (84%):** Contingencias asociadas a obligaciones, requerimientos contractuales o impedimentos legales que impactan en la comercialidad del proyecto, donde se destaca una medida cautelar proferida por el Consejo de Estado y campos en áreas de evaluación o en Pruebas Extensas.

BALANCE DE RESERVAS DE PETRÓLEO Y GAS NATURAL PAIS 2019

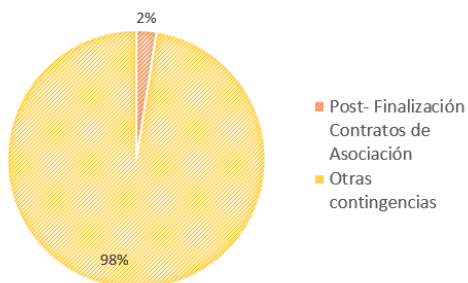
RECURSOS CONTINGENTES (MBL)



DISTRIBUCIÓN OTRAS CONTINGENCIAS (MBL)



RECURSOS CONTINGENTES (GPC)



DISTRIBUCIÓN OTRAS CONTINGENCIAS (GPC)

