

REPÚBLICA DE COLOMBIA



RESOLUCIÓN No. 177 DE 22 FEB 2018

“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”

EI PRESIDENTE DE LA AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS – ANH,

En uso de sus facultades legales, en especial las conferidas por los Decretos 4137 de 2011 y 714 de 2012, y

CONSIDERANDO

Que con el Decreto Ley 4137 de 2011, se modificó la naturaleza jurídica de la Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH -, y en consonancia, con el Artículo 3 del citado Decreto Ley se determinó que la ANH tiene como objetivo, entre otros, promover el aprovechamiento óptimo y sostenible de los recursos hidrocarburíferos y contribuir a la seguridad energética nacional.

Que mediante Decreto 714 del 10 de abril de 2012, se estableció la estructura de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH, y se dictaron otras disposiciones.

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 en uso de sus facultades legales el Consejo Directivo de la Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH expidió el Acuerdo No. 11 de 2008, por medio del cual se adoptó la metodología de valoración de recursos y reservas de hidrocarburos en el país, y el Acuerdo No. 003 de 2018, por medio del cual se modifica parcialmente el Acuerdo No. 11 de 2008.

Que el Acuerdo 11 del 16 de septiembre de 2008 del Consejo Directivo de la ANH, prescribió en su artículo 1°, 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 establecida.

Que conforme al artículo 2° del Acuerdo 11 de 2008, la valoración de los recursos y reservas de Hidrocarburos existentes en el país se realizará mediante la metodología contenida en el

RESOLUCIÓN No. 77 DE 22 FEB 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”

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

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 Agencia Nacional de Hidrocarburos – 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, en armonía con el Artículo 99 del Acuerdo 2 de 2017 de la ANH, 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 Agencia Nacional de Hidrocarburos, en ejercicio de sus facultades legales modificó el Acuerdo No. 11 de 2008 en sus artículos 3 y 4. **Artículo 3 “Estimación y Auditoría a la información de recursos y Reservas de Hidrocarburos en el país”** y **Artículo 4 “Requisitos para la entrega de la información de recursos y Reservas de Hidrocarburos en el país”**.

Que en virtud de la dinámica de la industria y las necesidades de información identificadas por la entidad, se requiere expedir una nueva Resolución, con el propósito de actualizar la metodología para la valoración de los recursos y reservas de hidrocarburos del país.

Que, con sujeción a lo dispuesto en el Artículo 8, numeral 8 del Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo, el proyecto de reglamento se publicó en la página electrónica de la ANH por término de 7 (siete) días, entre el 12 y el 18 de febrero de 2019, ambos inclusive, 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,

REPÚBLICA DE COLOMBIA



RESOLUCIÓN No. 77

DE

22 FEB 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”

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 en el país, deberán presentar a la ANH la información de recursos prospectivos por área de exploración y la información de recursos y reservas por campo, a más tardar el primero (1) de abril de cada año calendario.

Parágrafo. El informe de recursos y reservas - IRR debe presentarse por la compañía operadora; en el entendido que actúa de manera unificada, 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 la 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 la información de recursos y reservas presentada por la compañía operadora, podrá presentar su propio informe. En este caso, las reservas probadas de los informes para un mismo campo no podrán tener una variación mayor del 10%, referida al mismo periodo de la ejecución contractual.

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”) SPE-PRMS.

Los costos utilizados deben basarse en estadísticas que tengan en cuenta los valores históricos de operación y explotación del campo. Para el caso 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 dicho campo análogo. Cuando la estimación de recursos y reservas de hidrocarburos se presente por métodos probabilísticos, se debe incluir la información de soporte con la cual se realizaron las estimaciones.

Parágrafo 1. En el informe de recursos y reservas de hidrocarburos, debe presentarse como reservas los volúmenes recuperables hasta la fecha de terminación del periodo de explotación o terminación del negocio jurídico, según aplique y se incluirá como recursos contingentes las

“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”

cantidades que serán recuperadas después de esa 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.

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.
- 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.

Parágrafo 3. Aquellas cantidades estimadas de petróleo o gas potencialmente recuperables de acumulaciones no descubiertas, localizadas tanto en áreas en exploración como en campos, deben ser reportadas como recursos prospectivos, incluyendo la probabilidad de descubrimiento, la probabilidad de comercialidad y el año estimado de ejecución de la perforación del pozo exploratorio.

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, deberán reportarse como recursos contingentes.

REPÚBLICA DE COLOMBIA



RESOLUCIÓN No. 77 DE 22 FEB 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”

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 las calidades profesionales de los estimadores de reservas establecidos por la SPE en los estándares para la estimación y auditoría de la información de reservas (“Reserves Auditing Standards”), que se encuentre vigente.

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 profesional de la compañía que cumpla con las calidades profesionales de los estimadores de reservas establecidos por la SPE y PRMS.

ARTÍCULO 5. CONTENIDO DE LA INFORMACIÓN DE RECURSOS Y RESERVAS. El contenido del informe de recursos y reservas para área en exploración y campo(s) debe incluir, según aplique:

- Carta de Adhesión original, suscrita por el (los) representante(s) legal(es) de los socios o demás integrantes del negocio jurídico.
- Resumen Ejecutivo firmado.
- Certificación de Reservas suscrita por el Evaluador.
- Informe del Certificador firmado.
- Informe del Operador.
- Tablas de Reporte Recursos y Reservas.
- Tablas de Prospectos.
- Tabla de Recursos No Convencionales.
- Tabla de Gas.
- Flujos de Caja.

Cada compañía operadora, deberá radicar ante la ANH una carta de presentación del informe de recursos y reservas – IRR, suscrita por el representante legal, en donde relacione el área de exploración y/o campo(s) por contrato y la información remitida.

El informe de recursos y reservas debe ser diligenciado en su totalidad, ser detallado de tal modo que demuestre su calidad técnica, la validez de sus conclusiones y cantidades de recursos y reservas de hidrocarburos reportadas.

RESOLUCIÓN No. 77 DE 22 FEB 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”

Parágrafo 1. Para la estimación de reservas y flujos de caja se debe tener en cuenta lo siguiente: 1).- Precio de referencia del petróleo igual al promedio aritmético del WTI Nymex Futures Prices (S1) de los doce 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, 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%. y 4). - Los cálculos económicos deben estimarse antes del impuesto de renta.

Parágrafo 2. La compañía operadora podrá reportar adicionalmente otros escenarios de precios y costos, incluyendo una descripción por categoría de recursos y reservas, conforme a la tabla de flujos de caja, 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 y en la tabla de flujos de caja, deben ser calculados a partir del precio de referencia, afectado por los costos de transporte y ajustes de calidad.

Parágrafo 4. El certificador debe presentar y acreditar en el informe sus calidades y experiencia como evaluador especializado en el ramo. Deberá sujetarse a las normas relacionadas con la estimación y la auditoría de la información sobre las reservas de petróleo y gas adoptadas por la ANH y dejar constancia que ha recibido toda la información de costos operativos e inversiones de capital hacia el futuro.

ARTÍCULO 6: ENTREGABLES DE LA INFORMACIÓN DE RECURSOS Y RESERVAS DE HIDROCARBUROS. 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 se debe efectuar de la siguiente manera:

1. En medio escrito (Radicado en las oficinas de la ANH):

- Carta de Presentación original del informe.

CPB

REPÚBLICA DE COLOMBIA



RESOLUCIÓN No. 113

DE

22 FEB 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”

2. En el Servicio FTP:

- Carta de Presentación original del informe. (.pdf)
- Carta de Adhesión original. (.pdf)
- Resumen Ejecutivo firmado en original. (.pdf)
- Resumen Ejecutivo editable. (.docx)
- Certificación de Reservas suscrita por el Evaluador, en original. (.pdf)
- Informe del Certificador firmado. (.pdf)
- Informe del Operador. (.pdf)
- Informe del Operador. (.docx)
- Tablas de Reporte Recursos y Reservas. (.xlsx)
- Tablas de Prospectos. (.xlsx)
- Tabla de Recursos No Convencionales. (xlsx)
- Tabla de Gas. (.xlsx)
- Flujos de Caja. (.xlsx)
- Gráficas, planos, mapas, figuras y otros documentos

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

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

ARTÍCULO 7. CERTIFICACIÓN ESPECIAL DE RESERVAS. La ANH podrá exigir una certificación especial de reservas, entre otros, en los siguientes casos: 1.) Cuando la metodología aplicada no es apropiada, respecto de los lineamientos establecidos en esta Resolución; 2.) Cuando la calidad y precisión de los datos utilizados no son confiables; 3.) Cuando la profundidad y detalles del proceso para estimar las reservas no reúnen los requisitos mínimos de acuerdo con las mejores prácticas de la industria del petróleo; 4.) Cuando la clasificación 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 presenten una variación mayor del 10% entre estos, referida al mismo periodo de ejecución contractual.

Los costos de la certificación especial serán asumidos por la compañía operadora o la compañía que ha presentado la información de recursos y reservas.

RESOLUCIÓN No. 37 DE 22 FEB 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”

ARTÍCULO 8. NO PRESENTACIÓN DE LA INFORMACIÓN EN LOS PLAZOS ESTABLECIDOS. Vencido el plazo para la entrega de la totalidad de la información de recursos y reservas en los términos de la presente Resolución, la ANH procederá a:

- Publicar en la página WEB de la ANH una lista de las empresas que han quedado como morosas en la entrega de información.
- Al consolidar la información de reservas de hidrocarburos, para generar el Balance General de Hidrocarburos de la Nación; los volúmenes presentados con extemporaneidad no harán parte de la información oficial de reservas de hidrocarburos del país con todas las implicaciones contractuales, legales y financieras que esto conlleve, entre otras, no se utilizarán para estimación del valor del fondo de abandono.

ARTÍCULO 9. IDIOMA. La información de recursos y reservas debe ser presentada en idioma castellano.

ARTÍCULO 10. DEROGATORIAS. La presente Resolución deroga la Resolución 159 del 12 de febrero de 2014 y las demás que le sean contrarias.

ARTÍCULO 11. VIGENCIA. La presente Resolución rige a partir de la fecha de su publicación.

PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE.

Dada en Bogotá, D.C, a los

22 FEB 2019

LUIS MIGUEL MORELLI NAVIA
Presidente

Aprobó: Edgar Orlando Bueno Serrano / Vicepresidente de Operaciones, Regalías y Participaciones (E)
Marleny Clavijo Meneses / Jefe de Oficina Asesora Jurídica (E), código G-03 grado 6 / Componente Jurídico OAJ.

Revisó: Yasmin Lorena Ordoñez Lozada / Gerente de Reservas y Operaciones (E).
Carmen Angélica Agudelo Osorio / Contrato 009 de 2019/ Componente Jurídico OAJ.

Proyectó: Maria Eugenia Tovar Celis / Gestor T1 grado 19 / Componente Técnico.
Emma Lucía Barbosa Sánchez / Contrato 169 de 2019 / Componente Técnico.
Eusebio José Orozco Cera / Contrato 164 de 2019 / Componente Técnico.
Alvaro Hernán Ramos Vásquez/ Contrato 143 de 2019/ Componente Técnico.

RESOLUCIÓN No. 777 DE 22 FEB 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”

ANEXO 1. CARTA DE PRESENTACIÓN

Ciudad y fecha

Doctor(a)

Vicepresidente de Operaciones, Regalías y Participaciones
AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS
Avenida Calle 26 No. 59 – 65 p. 2
Bogotá

Asunto: Informe de recursos y reservas (AÑO)
(Compañía)

Respetado(a) Doctor(a),

En cumplimiento de lo establecido en el Acuerdo 11 de 2008 de la ANH, modificado parcialmente por el Acuerdo 003 de 2018, remito el informe de recursos y reservas con corte 31 de diciembre de (AÑO) de las siguiente(s) área(s) de exploración y/o campo(s):

- 1.- (NOMBRE DEL CONTRATO)
- 1.1. – (ÁREA DE EXPLORACIÓN XXXX) FTP y GR
- 1.2. – (NOMBRE DEL CAMPO) FTP y GR
- 2.- (NOMBRE DEL CONTRATO)
- 2.1. – (ÁREA DE EXPLORACIÓN YYYY)
- 2.2. – (NOMBRE DEL CAMPO) FTP y GR
- (...)

Certifico bajo la gravedad de juramento que conozco y doy fe de la veracidad de toda la información aquí presentada. El (Los) informe(s) han sido elaborados utilizando las mejores prácticas de la industria y ha(n) sido evaluado(s) según certificación anexa.

Cordialmente,

(FIRMA ORIGINAL)

(NOMBRE)
(CÉDULA)
(CARGO)

Aug

Ute

REPÚBLICA DE COLOMBIA



RESOLUCIÓN No. 117 DE

“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”

ANEXO 2. CARTA DE ADHESIÓN

Ciudad y fecha

Doctor(a)

Vicepresidente de Operaciones, Regalías y Participaciones
AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS
Avenida Calle 26 No. 59 – 65 p. 2
Bogotá

Asunto: Carta de Adhesión de la compañía XXXXXXX al informe de recursos y reservas (AÑO) presentado por la compañía YYYYYYYY, para los campos: AAAAA, BBBB, etc.

Respetado(a) Doctor(a),

En cumplimiento de lo establecido en el Acuerdo 11 de 2008 de la ANH, modificado parcialmente por el Acuerdo 3 de 2018, y desarrollado mediante Resolución XXX de (AÑO), informamos que para los campos pertenecientes a los contratos listados en el Asunto, la compañía XXXXX se adhiere en su totalidad al (los) informe (s) de recursos y reservas relacionado (s) con los mismos, presentados por la compañía YYYYY, así como a la carga en el sistema, de las tablas de recursos y reservas y demás relacionadas con dicho informe.

Cabe anotar que la presentación de dicho informe por parte de YYYYY, no reemplaza ninguna aprobación que XXXXX deba emitir para actividades de desarrollo presentadas por YYYYYY.

Cordialmente,

(FIRMA ORIGINAL)

(NOMBRE)
(CÉDULA)
(CARGO)

RESOLUCIÓN No. 01 DE 22 FEB 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”

ANEXO 3. RESUMEN EJECUTIVO ÁREA DE EXPLORACIÓN O CAMPO XXX – CONTRATO YYY

(Para contratos que solo se encuentran en exploración, generar un Resumen Ejecutivo por Contrato, diligenciando lo que aplique a Recursos Prospectivos o Recursos No Convencionales, según corresponda).
(Para contratos con área de exploración y campos, diligenciar la información por campo y en resumen ejecutivo independiente lo correspondiente al área de exploración)

1. Conciliación de reservas totales por campo respecto al año anterior para petróleo y/o gas y explicación de las variaciones para cada categoría de reservas.

RESUMEN BALANCE @ Diciembre 31 de 2018		
Ítem	Petróleo (Kbls) ¹	Gas (Mpc)
Total Reservas Probadas @ Diciembre 31 de 2017 (a)		
Producción año 2018 (b)		
Balance @ Diciembre 31 de 2018 (c) = (a-b)		
Total Reservas Probadas Total @ Diciembre 31 de 2018 Reportada en Informe Auditor (d)		
Diferencia (d-c)		

INFORME RECURSOS Y RESERVAS REPORTADO		PDP	PNP	PND	PT ²	PR	PS	Producción Acumulada	Producción Año
Petróleo (Kbls)	2018								
	2017								
Gas (Mpc)	2018								
	2017								

Explicación de las variaciones (no limitar el número de los renglones dispuestos para este efecto con el fin de evitar deficiencias en la información e Incluir lo correspondiente a la hoja "Balance y Justificación" de las Tablas de Reporte Recursos y Reservas):

¹ Unidades: K de miles; M de millones y G de Gigas

²

PDP	Reservas Probadas Produciendo	PR	Reservas Probables
PNP	Reservas Probada No Produciendo	PS	Reservas Posibles
PND	Reservas Probada No Desarrolladas		
PT	Reservas Probadas Totales		

Handwritten signature

Handwritten mark

REPÚBLICA DE COLOMBIA



RESOLUCIÓN No. 17 DE 22 FEB 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”

2. Explicación de las variaciones de petróleo/gas original en sitio.

INFORME RESERVAS REPORTADO	2017	2018
Petróleo Original en sitio (Mbls)		
Gas Original en sitio (Gpc)		

Explicación de las variaciones (no limitar el número de los renglones dispuestos para este efecto con el fin de evitar deficiencias en la información)

3. Factor de recobro (%)

FR actual del campo (%) @ 31-dic-2018		
FR último esperado (%)	Recobro primario (%)	
	Recobro mejorado (%)	

Justificación del factor de recobro (no limitar el número de los renglones dispuestos para este efecto con el fin de evitar deficiencias en la información)

4. Explicación en las variaciones de Recursos Contingentes.

RECURSOS CONTINGENTES	2017	2018
Petróleo (Mbls)		
Gas (Gpc)		

Explicación de las variaciones (no limitar el número de los renglones dispuestos para este efecto con el fin de evitar deficiencias en la información)

RESOLUCIÓN No. _____ DE _____

22 FEB 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”

5. Explicación de las variaciones del comportamiento mensual de la producción real por campo vs el pronóstico del año 2018, para petróleo (Bod) y gas (pcd), y pronósticos de producción de los años 2019 y 2020 del reporte de reservas.

NOTA: para los campos que reportan gas, Diligenciar la 'Tabla de gas.xls', y presentar aquí las explicaciones correspondientes.

6. Descripción del plan de inversiones, detallando los proyectos de recobro mejorado, especificando puntualmente el nombre del proyecto, duración, tipo de tecnología(s) a utilizar e incremento estimado en el factor de recobro - FR.

7. Plan de actividades real vs proyectado, justificación de variaciones y planes correctivos (si los hay) para mitigar la desviación del plan original

SEGUIMIENTO PLAN DE DESARROLLO
Presentado en Informe Recursos y Reservas corte 31-dic-2018

ACTIVIDADES PLANEADAS PARA 2019	ACTIVIDADES REALIZADAS DURANTE 2018

Explicación de las variaciones (no limitar el número de los renglones dispuestos para este efecto con el fin de evitar deficiencias en la información):

8. Explicación en las variaciones de Recursos Prospectivos. (Para cada prospecto).

SEGUIMIENTO RECURSOS PROSPECTIVOS PETRÓLEO				
NOMBRE DEL PROSPECTO	Corte a 31-dic-2017		Corte 31-dic-2018	
	Recursos Prospectivos (Mbls)	POES (MBIs)	Recursos Prospectivos (Mbls)	POES (MBIs)

Am

90

REPÚBLICA DE COLOMBIA



RESOLUCIÓN No. 33

DE 22 FEB 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”

Oportunidad de Éxito (Fracción) (Riesgo Geológico)	
Oportunidad de Comercialidad (Fracción)	
Año estimado de Perforación	

- En la oportunidad de éxito, oportunidad de comercialidad y año estimado de perforación, reportar la información actualizada, es decir lo correspondiente al año de reporte del IRR

SEGUIMIENTO RECURSOS PROSPECTIVOS GAS				
NOMBRE DEL PROSPECTO	Corte a 31-dic-2017		Corte 31-dic-2018	
	Recursos Prospectivos (Gpc)	GOES (Gpc)	Recursos Prospectivos (Gpc)	GOES (Gpc)
Oportunidad de Éxito (Fracción) (Riesgo Geológico)				
Oportunidad de Comercialidad (Fracción)				
Año estimado de Perforación				

- En la oportunidad de éxito, oportunidad de comercialidad y año estimado de perforación, reportar la información actualizada, es decir lo correspondiente al año de reporte del IRR

Explicación de las variaciones (no limitar el número de los renglones dispuestos para este efecto con el fin de evitar deficiencias en la información):

9. Información de Recursos no convencionales.

Para los proyectos reportados en la 'Tabla de Recursos No Convencionales.xls', explicar brevemente las actividades llevadas a cabo en 2018 y cuáles se espera desarrollar en 2019.

(FIRMA ORIGINAL)

 (NOMBRE)
 (CÉDULA)
 (CARGO)

RESOLUCIÓN No. 77 DE 22 FEB 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”

ANEXO 4. INFORME DEL OPERADOR.

INFORME DEL OPERADOR

NOMBRE DE LA COMPAÑÍA OPERADORA

EVALUACIÓN DE LAS RESERVAS
DE PETRÓLEO Y GAS

EN LAS PROPIEDADES BAJO CONTRATO: (Nombre(s) de Contrato(s))

PREPARADA POR: (NOMBRE DE LA COMPAÑÍA)

FECHA EFECTIVA: (DICIEMBRE 31, 20XX)

BAJO LAS DEFINICIONES Y LINEAMIENTOS DE: (SPE-PRMS)

Número de Volumen: VOLUMEN I de n
(El número de volúmenes dependerá de la cantidad de campos a reportar y/o áreas de exploración a reportar)

Ang

490

REPÚBLICA DE COLOMBIA



RESOLUCIÓN No. 11 DE 22 FEB 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”

1. INFORMACIÓN BÁSICA

- 1.1. Presentación de la operadora
 - 1.1.1. Nombre del contrato
 - 1.1.2. Nombres de los campos dentro de cada contrato, mencionando si se tienen áreas en exploración.
- 1.2. Plano(s) mostrando la ubicación de las áreas del contrato y los campos en formato JPG, PDF, PNG o TIFF que permitan su visualización, en coordenadas Datum Magna Sirgas origen Bogotá, debidamente georreferenciados. (Los planos y mapas deben ser cargados en el servicio FTP).
- 1.3.
- 1.4. Resumen de las reservas totales de la compañía (Use una Tabla de Reporte de Recursos y Reservas para la compañía y extraiga Tabla 'Resumen IRR')
- 1.5. Resumen total de las proyecciones de las reservas y regalías de la compañía (Tablas 'Pronósticos 1P mensual x 2 años'; 'Probadas'; 'Probables'; y 'Posibles')

2. DISCUSIÓN

- 2.1. General
 - 2.1.1. Discusión general de la compañía certificadora
 - 2.1.2. Indicar el número y tipo de contrato o negocio jurídico (sociedad, participación, otros) fecha de inicio y terminación, porcentaje de regalías, porcentaje de participación, etc.
 - 2.1.3. Breve descripción del(las) área(s) del contrato, su proceso de desarrollo histórico, y producción presente
 - 2.1.4. Presentación de los detalles del contrato (No. de contrato; nombre del contrato; tipo de contrato: asociación, E&P, concesión, operación directa, CDNDI, solo riesgo, etc; áreas en exploración, campos asociados al contrato; porcentaje de participaciones de acuerdo al contrato antes de regalías; fecha inicio del contrato; fecha terminación del contrato; información de regalías: porcentaje por volumen de producción, porcentaje por curva base negociada, porcentaje sobre la curva base negociada, otros)
- 2.2. Geología
 - 2.2.1. Breve descripción geológica del área del contrato
 - 2.2.2. Breve descripción del modelo estructural
 - 2.2.3. Breve descripción del modelo y columna estratigráfica del área
 - 2.2.4. Breve descripción del modelo sedimentario
 - 2.2.5. Breve descripción del análisis petrofísico
 - 2.2.6. Definición del uso de los registros/núcleos para determinar el CAPO o CAP presente
 - 2.2.7. Definición del uso de los registros/núcleos para determinar el CPGO o CPG presente
- 2.3. Geofísica

RESOLUCIÓN No. 37 DE 22 FEB 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”

- 2.3.1. Área evaluada usando la geofísica
- 2.3.2. Uso de la geofísica en combinación con la información de los pozos existentes
- 2.3.3. Breve descripción de la aplicación de la geofísica para la evaluación de las reservas existentes y la conversión del mapa de tiempo a profundidad indicando el grado de certidumbre
- 2.3.4. Resultados

3. INGENIERÍA

- 3.1. Discusión por campo/yacimiento de las metodologías utilizadas para estimar las reservas (volumétrico, balance de materia, curvas de declinación, analogías, etc.)
- 3.2. Definir los yacimientos y las propiedades de los fluidos
- 3.3. Relacionar los resultados de las pruebas de los pozos (anexar informes de pruebas de pozos del último año en pdf y archivos de origen)
- 3.4. Presentar los resultados de los cálculos de POES o GOES por yacimiento (Tabla 'Inf. Yac')
- 3.5. Evaluar los Factores de Recobro – FR y su soporte técnico por yacimiento (histórico, analogía, mecanismo de drenaje, etc.)
- 3.6. Describir los proyectos desarrollados, en ejecución y los planeados por yacimiento/campo, relación de las principales causas que impidieron la ejecución de los proyectos planeados.
- 3.7. En caso de que las reservas se hayan estimado utilizando métodos probabilísticos, se deben registrar y explicar las distribuciones de todos los parámetros del modelo para calcular las distribuciones de GOES/ POES, sus soportes técnicos, más las distribuciones de GOES/POES y de las reservas, mostrando los valores de P10, P50, y P90

4. ANÁLISIS ECÓNÓMICO

- 4.1. Breve descripción del modelo económico y los parámetros que lo afectan
 - 4.1.1. Porcentaje de participación de la compañía ó de cada compañía si se trata de asociadas
 - 4.1.2. Porcentaje de regalías asociadas a la producción de acuerdo con el contrato
 - 4.1.3. Curva básica de producción en caso de que exista una negociada
 - 4.1.4. Descripción de los escenarios de precios de petróleo, condensado y gas
- 4.2. Descripción de los costos operacionales fijos y variables (Tabla 'Opex')

Definición breve del tipo de costos que se están considerando en los valores registrados en la tabla OPEX. En forma general, qué incluye la compañía en los COSTOS FIJOS (kUS\$/año); COSTOS VARIABLES y COSTOS POR BARRIL DE CRUDO PRODUCIDO (disposición de agua, tratamiento, diluyente (US\$/bbl)).

EP

UB

REPÚBLICA DE COLOMBIA



RESOLUCIÓN No. 17 DE 22 FEB 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”

4.3. Descripción de los costos de inversión y de abandono (Tabla 'Capex')

5. TABLAS DE REPORTE DE RESERVAS/RECURSOS CONTINGENTES POR CAMPO Y CONTRATO

Si tiene comentarios a las tablas de reporte de recursos y reservas por campo, méncionelos en esta sección

6. RECURSOS PROSPECTIVOS

Para los recursos prospectivos, presente el informe de los prospectos identificados tanto en áreas en exploración como en los campos en operación existentes en el contrato.

El contenido del informe de prospectos para contratos que solo cuentan con áreas en exploración deberá incluir los capítulos del presente contenido, según aplique al tema de prospectos.

- 6.1. En consideración a que los recursos prospectivos generalmente se estiman por métodos probabilísticos, se deben incluir las distribuciones de todos los parámetros que se utilizaron en el modelo probabilístico para calcular las distribuciones de GOES/POES, sus soportes técnicos, más las distribuciones de GOES/POES, mostrando los valores de P10, P50, P90 y la media de los recursos prospectivos.
- 6.2. Se debe utilizar las 'Tabla de Prospectos' para presentar las distribuciones probabilísticas.
- 6.3. Se debe incluir dentro de la información proporcionada el riesgo de exploración (oportunidad de éxito) y su derivación. Así mismo la oportunidad de comercialidad y el año estimado de perforación del prospecto.

7. RECURSOS NO CONVENCIONALES

Explique en detalle la información suministrada en la Tabla de Recursos No Convencionales.

8. APÉNDICE

8.1. Corridas Económicas

Corridas económicas por campo, contrato, y total de la compañía efectivas hasta la vida económica de las propiedades. Las corridas económicas deben contener las siguientes proyecciones:

RESOLUCIÓN No. 77 DE 22 FEB 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”

- 8.1.1. Reservas brutas y netas
- 8.1.2. Precios de petróleo, gas, y líquidos
- 8.1.3. Deducciones a los ingresos
- 8.1.4. Costos operativos
- 8.1.5. Costos capitales
- 8.1.6. Costos de abandono
- 8.1.7. Otros costos, si los hay
- 8.1.8. Ingresos futuros brutos

8.2. Mapas

Los mapas deben presentarse en formato JPG, PDF, PNG o TIFF que permitan su visualización, en coordenadas Datum Magna Sirgas origen Bogotá, debidamente georreferenciados. (Los mapas deben ser cargados en el servicio FTP).

- 8.2.1. Mapas estructurales en profundidad por yacimiento – 1P, y si existen, 2P y 3P. Se deben localizar los pozos futuros discriminados por categoría probada, probable y posible
- 8.2.2. Mapas isócoros o isópacos de espesor neto impregnado con hidrocarburo – 1P y si existen, 2P y 3P. Se deben localizar los pozos futuros discriminados por su categoría probada, probable y posible
- 8.2.3. Mapas sísmicos de los leads y prospectos mostrando los límites del caso bajo, mejor caso, y el caso alto que se utilizaron para estimar probabilísticamente los recursos prospectivos.

8.3. Gráficos (Los archivos deben ser cargados en el servicio FTP).

- 8.3.1. Gráfico a nivel de campo de producción histórica más los siguientes pronósticos de reservas y recursos;
 - 8.3.1.1. Pronóstico de las reservas probadas en producción (PDP)
 - 8.3.1.2. Pronóstico de las reservas probadas totales (PT) compuesto por el resumen de las PDP más las probadas no produciendo (PNP), más las probadas no desarrolladas (PND).
 - 8.3.1.3. Pronóstico de las reservas probadas más probables (2P)
 - 8.3.1.4. Pronóstico de las reservas probadas más las probables y posibles (3P).
El gráfico debe ser tipo Semi-log de Producción vs. Tiempo y las proyecciones podrán ser hasta la vida económica del campo y por lo tanto incluiría los recursos contingentes
- 8.3.2. Para los yacimientos de gas se debe incluir el gráfico de P/Z vs. Acumulada en caso de que forme parte de la estimación de reservas
- 8.3.3. Para los yacimientos de petróleo se debe incluir el gráfico de balance de materiales en caso de que forme parte del análisis de reservas

8.4. Tablas Adicionales y Presentaciones. . (Los archivos deben ser cargados en el servicio FTP).



REPÚBLICA DE COLOMBIA



RESOLUCIÓN No. 117 DE 22 FEB 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”

- 8.4.1. Presentación de la columna estratigráfica del área
- 8.4.2. En caso de que las reservas hayan sido estimadas por volumetría se deben incluir las tablas petrofísicas indicando los yacimientos analizados, topes o cimas y bases, espesor total de la arena, espesor de la arena neta, porosidad y saturación para cada yacimiento considerado
- 8.5. Gráficas, planos, mapas, figuras y otros documentos. (Según Artículo 6 de la presente Resolución).
- 8.6. Glosario de Términos Empleados en el Reporte

RESOLUCIÓN No. 11 DE 22 FEB 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”

ANEXO 5. DEFINICIONES REPORTE DE RECURSOS Y RESERVAS – HOJA BALANCE Y JUSTIFICACIÓN

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 hoja “Balance y Justificación” de las Tablas de Reporte Recursos y Reservas, serán discriminadas en la tabla 1.1 DISCRIMINACION DE LA DIFERENCIA DEL BALANCE DE RESERVAS 1P; siendo distribuidas, en el siguiente orden de prioridad, acorde a los criterios definidos a continuación:

1. Proyectos de Producción Incremental (PPI): Ajustes o Conciliación de Reservas Probadas, producto de los Proyectos de Producción Incremental, debidamente aprobados por parte del Ministerio de Minas y Energía, o quien haga sus veces en materia de fiscalización, acorde con lo establecido en el Decreto 3176 de 2002 y el Artículo 29 de la Ley 1753 de 2015.
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.
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.
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.
5. Nuevas incorporaciones: Nuevos descubrimientos o volúmenes adicionales que no se encontraban clasificados el año anterior como recursos contingentes o reservas, ni corresponden a Proyectos de Producción Incremental (PPI), Proyectos EOR o CERT.
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 Posibles y

ber

ur

REPÚBLICA DE COLOMBIA



RESOLUCIÓN No. 77 DE 22 FEB 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”

Probables 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.
2. Ambiental y/o Social: Contingencias relacionadas con permisos y trámites ambientales, negociación de tierras, consulta previa, permisos arqueológicos.
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.

La contingencia o contingencias reportadas deben tener asociada una oportunidad de comercialidad que se reporta en fracción en las filas 47 a 50 del Excel, columna D y corresponde a la probabilidad de que la acumulación se desarrolle comercialmente.

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: Acumulación descubierta donde las actividades del proyecto continúan para justificar el desarrollo comercial en un futuro cercano.
2. Desarrollo en espera: Acumulación descubierta donde las actividades del proyecto están en espera y/o que la justificación de desarrollo comercial puede estar sujeta a retrasos significativos.
3. Desarrollo no clarificado: Acumulación descubierta donde las actividades del proyecto están bajo evaluación y donde la justificación como desarrollo comercial es desconocida o basada en la información disponible.
4. Desarrollo no viable: Acumulación descubierta para la cual no hay planes actuales de desarrollo o de adquisición de información adicional.