ACUERDO CNH.E.XX.XXX/2021 mediante el cual se modifican, adicionan y derogan diversos artículos de los Lineamientos que regulan el procedimiento de cuantificación y certificación de Reservas de la Nación.

ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES, ALMA AMÉRICA PORRES LUNA, NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO Y HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ, Comisionado Presidente y Comisionados integrantes del Órgano de Gobierno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, con fundamento en los en los artículos 25, 27 y 28 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; 1, 2, fracción III y 43 Ter de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal; 4 de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo; 3, 5, primer párrafo, 35, fracciones II y III, 43, fracción I, incisos f) y g), segundo párrafo y fracción II; 44, fracción I, 47, fracción VIII, 85 fracciones II y III y 95 de la Ley de Hidrocarburos; 2, fracción I, 3, 4, 5, 22, fracciones II, III y VIII, 38, fracciones I y III y 39, fracción III de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 1, 10, fracción I; 11, y 13, fracción V, inciso a) y XI del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

CONSIDERANDO

- Que la Comisión Nacional de Hidrocarburos (en adelante, Comisión) es un Órgano Regulador Coordinado en materia energética con autonomía técnica, operativa y de gestión, cuenta con personalidad jurídica; con las facultades de regular y supervisar las actividades de Exploración y Extracción de hidrocarburos, así como de cuantificar el potencial de Hidrocarburos del país, consolidando anualmente la información nacional de Reservas que cuantifiquen los Asignatarios y Contratistas.

  Asimismo, cuenta con la atribución de emitir la regulación en materia de cuantificación de Reservas de la Nación y la certificación de dichas Reservas por parte de Terceros Independientes, así como el proceso de selección de los mismos, y supervisar su cumplimiento por parte de Asignatarios y Contratistas.

  Lo anterior, conforme lo establecen los artículos 43, fracción I, incisos f) y g) y II, inciso b), de la Ley de Hidrocarburos, así como 1, 3, 4, 22, fracción II y 38, fracción I de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética.

- Que el artículo 43, tercer párrafo de la Ley de Hidrocarburos señala que, como parte de la regulación que emita, la Comisión podrá instruir la adopción y observancia de estándares técnicos internacionales.

- Que la normativa vigente establece, entre otros elementos, el procedimiento de cuantificación anual de Reservas por parte de los Operadores Petroleros, la metodología aceptada por la Comisión para realizar el análisis, clasificación, cuantificación y evaluación de las Reservas para su consolidación y los términos y condiciones para las notificaciones y entrega de información materia de los presentes Lineamientos por parte de los Operadores Petroleros y los Terceros Independientes, tomando en consideración las mejores prácticas internacionales.

  Ello, de conformidad con lo previsto en el artículo 1, fracciones I, II y III de los Lineamientos.

ANTEPROYECTO

- Que el Órgano de Gobierno de la Comisión tiene la facultad de emitir y modificar la regulación, lineamientos, disposiciones técnicas y administrativas, en las materias competencia de la Comisión previstas en la Ley de Hidrocarburos, su Reglamento y demás normativa aplicable.

  Lo anterior, conforme a los artículos 22, fracciones anexo I y IV, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética y 13, fracción IV, incisos a. y d., del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

- Que en virtud de lo expuesto y con base en el mandato legal conferido a este Órgano Regulador Coordinado en Materia Energética, para regular la cuantificación y certificación de reservas de la Nación por parte de terceros independientes, el Órgano de Gobierno de esta Comisión emitió el Acuerdo CNH.E.XX.XXX/2021, por el que se aprobó el siguiente:

ACUERDO

ARTÍCULO ÚNICO: Se **MODIFICAN** los artículos 1, fracciones II, IV y V; 3, fracciones VII, XVII, XXIV, XXV, XXVII y XVIII; 5, primer y tercer párrafo; 10, párrafos primero y último y fracción V; 12, párrafo primero y fracción I, inciso g) e inciso k), romanita v.; 13, último párrafo; 18, último párrafo; 21, primer párrafo y fracción IV; 23, primer párrafo; 24, primer, segundo y tercer párrafo y las fracciones I a VIII para convertirse en romanitas i., ii., iii., iv., v., vi., vii. y viii. de la fracción I; 25, fracción III; 27; 30, párrafo segundo; 31, párrafo segundo; 33, párrafos primero, tercero y último y fracciones III, IV incisos a) y b), X e incisos c) y d) de la misma y XI; 35, segundo párrafo; 36; 37, primer párrafo; 38, primer y último párrafo; 39, primer párrafo; 42, primer párrafo; 44, fracción II y 47, primer párrafo; se **ADICIONAN** los artículos 1, con una fracción VI; 3, con las fracciones V Bis, XXVI Bis; 6, fracción I con un segundo párrafo; 23, con las fracciones I y II; 24, con las fracciones I y II; 25, con una fracción II, recorriendo las subsecuentes en su orden; 33, con las fracciones V, VI, VII y VIII, recorriendo las subsecuentes en su orden; 35 Bis; 35 Ter; 38, con un segundo y tercer párrafo, recorriendo los subsecuentes; 39, con un segundo y tercer párrafo; 39 Bis; 41 Bis; 47, con un segundo párrafo, los Anexos técnicos I y II; y los formatos IRP Solicitud de inscripción o renovación al Padrón y la tabla CV; ACTI Aviso de contratación del Tercero Independiente; CTI Autorización para la contratación del Tercero Independiente y su Tabla 1. Evaluación Terceros Independientes; ITI Información del Tercero Independiente entregada por el Operador Petrolero y RCPA Reporte de contraprestaciones y pago de aprovechamientos; se **DEROGAN,** los artículos 6, fracción II, párrafo segundo; 37, segundo y tercer párrafo y fracciones I e incisos a), b) y c) y II y III; los Anexos I, II y III y el formato de Solicitud de Inscripción o Renovación al Padrón de Terceros Independientes en materia de Reservas de los Lineamientos que regulan el procedimiento de cuantificación y certificación de Reservas de la Nación, para quedar como sigue:

LINEAMIENTOS QUE REGULAN EL PROCEDIMIENTO DE CUANTIFICACIÓN Y CERTIFICACIÓN DE RESERVAS DE LA NACIÓN

Título I
De las Disposiciones Generales

ANTEPROYECTO

Capítulo Único

Artículo 1. ...

...

I. ...
II. La metodología aceptada por la Comisión para realizar el análisis, Clasificación, cuantificación, Categorización y evaluación de las Reservas para su consolidación;
III. ...
IV. Los criterios y mecanismos que deben cumplir los Operadores Petroleros y Terceros Independientes para poder realizar trabajos de cuantificación y certificación de las Reservas de la Nación;
V. El proceso y criterios para el registro de los Terceros Independientes para integrar el Padrón y su actualización, así como la vigencia de dicho registro, y
VI. Los elementos que deberá considerar la Comisión en la aprobación de Terceros Independientes para su contratación por los Operadores Petroleros.

Artículo 3. ...

I. ...
II. ...
III. ...
IV. ...
V. ...
V. Bis. Categorización. Agrupación de volúmenes de Reservas y Recursos, con base en su rango de incertidumbre, asociados a un proyecto determinado.
VI. ...
VII. Clasificación: Agrupación de volúmenes de Recursos y Reservas, con base en su oportunidad de comercialidad, asociados a un proyecto determinado.
VIII. ...
IX. ...
X. ...
XI. ...
XII. ...
XIII. ...
XIV. ...
XV. ...
XVI. ...
XVII. Incorporación de Reservas: Volúmenes de Reservas que no se encuentran registrados en la consolidación nacional de Reservas correspondiente al Año de Evaluación inmediato anterior al presentado por los Operadores Petroleros; dichos volúmenes provienen de un Descubrimiento Comercial, de Campos o Yacimientos con Recursos Contingentes o bien, de la implementación de un proceso de recuperación adicional, que puede ser secundario o mejorado.
XVIII. ...
XIX. ...
XX. ...
XXI. ...

ANTEPROYECTO

XXII. …

XXIII. …

XXIV. Plan de Desarrollo para la Extracción: Documento en el cual el Operador Petrolero describe de manera secuencial las actividades relacionadas con la Extracción, en razón de una Asignación o Contrato del que es titular. Lo anterior en términos de la fracción XV del artículo 4 y el artículo 44 de la Ley de Hidrocarburos, así como de la Normativa emitida por la Comisión;

XXV. PRMS: Sistema de gestión de recursos petroleros que provee una metodología uniforme para la clasificación de Recursos y Reservas, incluyendo sus guías de aplicación y sus estándares de auditoría de Reservas, así como el conjunto de principios, criterios, métodos, conceptos y procedimientos matemáticos, técnicos y científicos empleados para la estimación, cuantificación, evaluación y verificación de las Reservas de Hidrocarburos, que es adoptada por la Comisión, los Operadores Petroleros y los Terceros Independientes para la evaluación de Reservas y recursos petroleros.

XXVI. …

XXVI. Bis. Recursos. Todas las cantidades de Hidrocarburos presentes naturalmente dentro de la corteza terrestre, tanto descubiertas como no descubiertas, más aquellas cantidades ya producidas. Además, incluye todos los tipos de Hidrocarburos, ya sean actualmente considerados como recursos convencionales o no convencionales. También referenciado como Volumen Original Total.

XXVII. Recursos Contingentes: Volúmenes de Hidrocarburos que se estiman que, a partir de una fecha dada, son potencialmente recuperables de acumulaciones conocidas, pero donde el proyecto aplicado aún no se considera comercial debido a una o más contingencias. Lo anterior, de conformidad con la descripción de dichos factores de contingencia señalados en el PRMS y atendiendo a las disposiciones emitidas por la Comisión en materia de Recursos Contingentes.

XXVIII. Reservas: Cantidades de Hidrocarburos que se anticipan a ser comercialmente recuperables a través de la aplicación de proyectos de desarrollo a las acumulaciones conocidas, a partir de una fecha dada, bajo condiciones definidas. Para ser considerados como Reservas, los Hidrocarburos deben satisfacer cuatro criterios: ser descubiertos, recuperables, comerciales y remanentes -a la fecha de evaluación-, basadas en el o los proyectos de desarrollo aplicados.

XXIX. …

XXX. …

XXXI. …

XXXII. …

XXXIII. …

XXXIV. …

XXXV. …

…

XXXVI. …

…

…

XXXVII. …

XXXVIII. …

XXXIX. …

ANTEPROYECTO

XL. ...
XLI. ...

Artículo 5. De la Incorporación de Reservas. Los Operadores Petroleros que aún no cuenten con un Plan de Desarrollo para la Extracción, pero que tengan un pronunciamiento en sentido favorable respecto del informe de evaluación o programas por parte de la Comisión, de conformidad con lo dispuesto en los Lineamientos que regulan los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos, podrán incorporar Reservas asociadas a Descubrimientos o bien, a Campos o Yacimientos previamente descubiertos, dentro del procedimiento anual de cuantificación de Reservas y Ciclo de Certificación que corresponda en términos de estos Lineamientos.

...

Si el Plan de Desarrollo para la Extracción no se presenta en el plazo referido en el párrafo anterior, o bien a falta de plazo expreso, dentro de los siguientes tres años, los volúmenes que, en su caso, se hayan incorporado serán clasificados como Recursos Contingentes y deberán reportarse conforme a las disposiciones emitidas por la Comisión en materia de Recursos Contingentes.

Artículo 6. ...

...

I. ....

En caso de que la aprobación de dicho Plan se dé dentro de los 45 días hábiles previos a la fecha referida en el párrafo anterior, se determinará como fecha límite para entrega de este aviso los plazos establecidos en los artículos 36, 37, 38 y 39 de los Lineamientos

...

...

II. ...

Derogado

III. ...

...

Artículo 10. Del objeto de la cuantificación anual y del Ciclo de Certificación. La cuantificación anual de Reservas, a cargo de los Operadores Petroleros y la certificación de éstas por parte de los Terceros Independientes dentro del Ciclo de Certificación, tienen por objeto que los Operadores Petroleros proporcionen los elementos técnicos y los datos necesarios para que la Comisión supervise y consolide la información relativa a las Reservas de la Nación, a fin de:

ANTEPROYECTO

I. ...
II. ...
III. ...
IV. ...
V. Supervisar y evaluar la maduración y evolución propuesta por los Operadores Petroleros de las Reservas mediante la verificación de su congruencia con los Planes de Desarrollo para la Extracción aprobados por la Comisión;
VI. ...
VII. ...
VIII. ...
IX. ...

Con base en la información que proporcionen los Operadores Petroleros para la consolidación de las Reservas de la Nación, la Comisión podrá solicitar y requerir a los Operadores Petroleros y a los Terceros Independientes que certificaron las Reservas asociadas a las Áreas de Asignación o Contractuales, la información o documentación que permitan verificar las estimaciones y reportes, solicitar ajustes y, en general, llevar a cabo acciones de supervisión de las Reservas propiedad de la Nación.

Artículo 12. De la composición del informe relativo al Año de Evaluación del Operador Petrolero. El informe a que se refiere el artículo 6, fracción II de los Lineamientos estará compuesto por los siguientes reportes e información relativa al Año de Evaluación y aquella información determinada en los anexos técnicos I y II de los Lineamientos, según corresponda:

I. ...

a) ...
b) ...
c) ...
d) ...
e) ...
f) ...
g) Los elementos para determinar la Tasa de Restitución de las Reservas tales como: la producción en el periodo, la incorporación, delimitación, desarrollos y revisiones, por Campo y Yacimiento. Asimismo, se especificarán aquellos volúmenes de Hidrocarburos que, como consecuencia de una Reclasificación de Reservas, habían sido inicialmente cuantificadas y reportadas como Reservas, y que, por contingencias establecidas en el PRMS, deberán considerarse y reportarse como Recursos Contingentes;
h) ...
i) ...
j) ...
k) ...
i. ...
ii. ...
iii. ...
iv. ...

ANTEPROYECTO

v. Eficiencia de la inversión, y
vi. …

I) …

II. …

III. …

…

…

Artículo 13. …

Las especificaciones referidas en los párrafos anteriores deberán ser remitidas a la Comisión en la fecha de entrega de los reportes conforme al Calendario Anual y en los términos de los anexos técnicos I y II de los Lineamientos, según corresponda.

Artículo 18. …

El cálculo se debe realizar para los cinco años anteriores en referencia al Año de Evaluación de Reservas y se debe presentar el detalle de los elementos para su cálculo con base en el Anexo técnico I de los Lineamientos.

Artículo 21. Del aviso de inicio del procedimiento anual de cuantificación y certificación. Los Operadores Petroleros deberán entregar a la Comisión el aviso de inicio del procedimiento anual de cuantificación y certificación de las Reservas a que se refiere el artículo 6, fracción I, de los Lineamientos. Con dicha entrega dará inicio al procedimiento citado. El aviso referido contendrá, al menos, la información siguiente:

I. …

II. …

III. …

IV. El nombre de los responsables de los Terceros Independientes que estarán a cargo de los trabajos de certificación de campos asociados a cada Área Contractual o de Asignación, según corresponda, para aprobación de la Comisión.

…

Artículo 23. De la revisión de la información entregada por el Operador Petrolero como parte del informe relativo al Año de Evaluación y el criterio para identificar las diferencias. Para la revisión de la información contenida en el informe relativo al Año de Evaluación entregado por el Operador Petrolero, la Comisión:

I. Identificará las diferencias entre las cifras del Operador Petrolero y las del Tercero Independiente, mediante la utilización del siguiente criterio:

ANTEPROYECTO

...

...

...

...

...

II. Analizará la Clasificación y Categorización de las Reservas propuestas por los Operadores Petroleros y Terceros Independientes a fin de verificar su congruencia con los Planes de Desarrollo que tengan aprobados y, en su caso, señalará las inconsistencias que se detecten, para su ajuste por parte de estos.

Artículo 24. De las audiencias y reuniones de trabajo resultado de las diferencias identificadas. Si de la revisión realizada por la Comisión conforme al artículo 23 de los Lineamientos, se identifican diferencias entre las estimaciones de Reservas cuantificadas por el Operador Petrolero y las certificadas por el Tercero Independiente, mayores al diez por ciento en la categoría 1P y mayores al veinte por ciento en las categorías 2P y 3P, en Petróleo Crudo Equivalente o bien incongruencias con el Plan de Desarrollo aprobado, la Comisión podrá celebrar audiencias o realizar reuniones de trabajo con el Operador Petrolero y el Tercero Independiente, de manera conjunta o por separado, convocadas cuando menos con tres días hábiles de anticipación a la fecha que se señale.

Lo anterior, a fin de requerir aclaraciones para realizar el análisis de los elementos técnicos, metodológicos y científicos aportados por ambas partes que expliquen las diferencias antes referidas. o, en su caso, las incongruencias con el Plan de Desarrollo aprobado que se fueron detectadas.

Durante las audiencias o reuniones de trabajo, el Operador Petrolero y el Tercero Independiente podrán:

I. Conciliar las diferencias de sus respectivas estimaciones de Reservas.

...

i. El documento en el que se justifique o aclare la razón técnica de la existencia de las diferencias identificadas;
ii. Las premisas y criterios de los cálculos utilizados;
iii. Las razones técnicas y económicas para aclarar las estimaciones o los resultados de las diferencias;
iv. Las diferencias metodológicas de aplicación de criterios que existan;
v. La complejidad geológica o técnica que podría explicar tal diferencia;
vi. Los estudios realizados, poniendo especial énfasis en los factores que determinan las diferencias;
vii. Evidencias e información técnica o científica adicional que no haya sido objeto de revisión durante el procedimiento anual de cuantificación y el Ciclo de

ANTEPROYECTO

Certificación de Reservas de la Nación, que permitan resolver o explicar las diferencias, y

viii. Otras que a juicio de la Comisión resulten relevantes, conforme a los criterios de resolución y metodologías para la evaluación de las Reservas de Hidrocarburos adoptadas en los Lineamientos, mismas que serán justificadas en las resoluciones correspondientes.

...

...

II. Alegar lo que a su derecho convenga en relación con las incongruencias con el Plan de Desarrollo aprobado que fueron detectadas por la Comisión, presentando la información detallada que permita acreditar su dicho.

Artículo 25. ...

I. ...

II. Establecer la Categorización y Clasificación de las Reservas con base en la información y documentación presentada por los Operadores Petrolero y Terceros Independientes;

III. Consolidar y publicar las cifras de Reservas de la Nación con base en la información proporcionada por los Operadores Petroleros y los Terceros Independientes, que presenten en su informe anual de cuantificación de Reservas, y

IV. Señalar las cifras de Reservas que, con base en la información proporcionada por el Operador Petrolero y por el Tercero Independiente, serán consolidadas de manera parcial por la Comisión y aquellas que quedarán sujetas al mecanismo de revisión en términos del artículo 28 de los Lineamientos.

Artículo 27. De las observaciones surgidas a partir de las audiencias o reuniones de trabajo. Todas las observaciones y recomendaciones emitidas por la Comisión, que sean resultado del análisis, verificación, adición o aclaración de la información y los reportes entregados a la misma, ya sea con motivo del Procedimiento Anual de cuantificación y certificación de Reservas de la Nación o de la celebración de audiencias o reuniones de trabajo, deberán ser atendidas por los Operadores Petroleros o Terceros Independientes, según corresponda durante el proceso de cuantificación anual.

Artículo 30. ...

El Operador Petrolero contratará, con cargo a su presupuesto, a los Terceros Independientes que certificarán las Reservas asociadas a las Asignaciones o Contratos de los que aquel sea titular, así como, en su caso, al Tercero Independiente al que hace referencia el artículo 28 de los presentes Lineamientos.

Artículo 31. ...

ANTEPROYECTO

La entrega y registro de la información para la integración del Padrón se realizará en términos de los Lineamientos y mediante el formato IRP y su instructivo. Dicho Padrón será público en la página de internet de la Comisión.

Artículo 33. De la solicitud de inscripción y renovación de registro en el Padrón. Los interesados podrán solicitar su inscripción al Padrón en cualquier momento, dicha inscripción tendrá una vigencia de un año. Asimismo, los Terceros Independientes, deberán solicitar la renovación de su registro, con al menos cuarenta y cinco días hábiles previos al vencimiento de la vigencia del mismo.

…

Para solicitar la inscripción al Padrón, los interesados deberán presentar el formato IRP y su instructivo acompañado de los siguientes documentos:

I. …
II. …
III. Escrito libre donde se manifieste la experiencia de al menos diez años a nivel nacional o internacional en actividades de Clasificación, análisis, estimación, evaluación**,** Categorización y certificación de Reservas, al cual acompañe una copia simple de las carátulas de los contratos de servicios relevantes que, en su caso, correspondan a este tipo de trabajos o aquéllos relacionados con auditoría de Reservas internas o externas, detallando para tal efecto las características de los trabajos realizados conforme a la experiencia manifestada;
IV. …
  a) Contrato de asociación, con las formalidades jurídicas aplicables al caso, con un interesado que demuestre al menos diez años de experiencia, desempeñando actividades de Clasificación, análisis, estimación, evaluación, Categorización y certificación de Reservas, así como auditoría de Reservas, en términos de lo dispuesto en las fracciones I, II y III anteriores, o
  b) Tabla CV y copia de los certificados vigentes del personal capacitado con el que cuenta para llevar a cabo actividades de Clasificación, análisis, estimación, evaluación y certificación de Reservas, así como auditoría de Reservas, con experiencia de al menos diez años.
V. Relación del personal adscrito que lleve a cabo labores de certificación de Reservas, en la que se indiquen la formación profesional, así como el área y número de años de experiencia.
VI. Copia de publicaciones o artículos técnicos que acrediten el desarrollo y experiencia en la labor de certificación de Reservas de los interesados, en su caso;
VII. Relación, mediante escrito libre, de los trabajos más destacados en la certificación de Reservas, desarrollados por el interesado en los últimos cinco años, detallando la complejidad técnica presentada, así como las soluciones que, en su caso, se presentaron;
VIII. Acciones de capacitación y actualización del personal;
IX. Escrito en el que manifieste que cuenta con personal o especialistas en:
  a) …
  b) …
  c) …
X. Declaración, bajo protesta de decir verdad mediante escrito libre, firmado por el representante legal, en el que se indique que:

ANTEPROYECTO

a) …
b) …
c) Que no ha sido condenado por sentencia firme con motivo de infracciones o faltas administrativas, por tribunales nacionales o extranjeros, derivadas del ocultamiento o faltas a la verdad de los trabajos realizados**;**
d) Que no ha sido sancionado con el impedimento para presentar propuestas o celebrar contratos con las dependencias de la Administración Pública Federal por parte de la Secretaría de la Función Pública, y

XI. Comprobante de pago de aprovechamientos acreditado mediante el esquema de pagos electrónicos e5cinco o la plataforma que se establezca para tal efecto, a que se refiere el artículo 47 de los presentes Lineamientos**.**

…

Para la renovación del registro en el Padrón, previo pago de**l** aprovechamiento correspondiente y su posterior acreditación, los Terceros Independientes deberán manifestar, mediante escrito libre, que la información entregada a la Comisión con motivo de su inscripción no ha sufrido modificación alguna. En caso contrario, deberán presentar la actualización de la información correspondiente de acuerdo a lo señalado en el presente artículo.

Artículo 35. …

El registro en el Padrón tendrá una vigencia de un año, con posibilidad de renovación, conforme al plazo establecido en el artículo 33 de los Lineamientos, siempre y cuando no exista resolución definitiva por la que la Comisión determine cualquier conducta que no se lleve a cabo conforme al PRMS, por parte de los registrados, en términos del artículo 42 de los Lineamientos, en cuyo caso, se les dará de baja del Padrón sin posibilidad de volver a registrarse.

…

Artículo 35 Bis. De la evaluación de la inscripción y renovación al Padrón. La Comisión evaluará la pertinencia de inscribir o mantener en el Padrón a los interesados, tomando en consideración que estos cuenten o mantengan en todo momento, según corresponda, las capacidades técnicas y operativas suficientes para realizar los trabajos en materia de Certificación de Reservas, derivado de la valoración del cumplimiento de los requisitos previstos en el artículo 33 de los Lineamientos.

Artículo 35 Ter. De la permanencia en el Padrón. Durante la vigencia del registro en el Padrón, el Tercero Independiente deberá mantener la objetivad de sus actividades y evitará coludirse con algún Operador Petrolero o cualquier otra persona con el objeto de alterar análisis, estimación, evaluación o certificación de la cuantificación de Reservas.

La Comisión podrá verificar la calidad de independencia, el análisis, estimación, evaluación o certificación de la cuantificación de Reservas del Tercero Independiente.

La permanencia en el Padrón se perderá si se demuestra que el Tercero Independiente ha incurrido en una actividad que lesione su calidad de independiente frente al Operador

ANTEPROYECTO

Petrolero o se encuentren inconsistencias en su análisis, estimación, evaluación o certificación de la cuantificación de Reservas.

Artículo 36. De la aprobación para la contratación del Tercero Independiente. Al menos 30 días hábiles previos a la entrega del aviso al que hace referencia el artículo 21 de los Lineamientos, el Operador Petrolero deberá presentar a la Comisión su propuesta de Tercero Independiente para llevar a cabo la certificación de las Reservas de la Nación de los campos asociados a las Áreas de Asignación o Contractuales de las que sea titular, para su aprobación.

Dicha autorización se solicitará mediante el formato CTI y su instructivo, para lo cual el Operador Petrolero adjuntará además la información señalada en la Tabla 1. Evaluación Terceros Independientes con el nivel de detalle especificado en la misma. En caso de que el Tercero Independiente propuesto por el Operador Petrolero haya llevado a cabo anteriormente la certificación de Reservas de la Nación del mismo campo asociado al Área de Asignación o Contractual que se solicite, estará exento de presentar la información referida en la Tabla 1. Evaluación Terceros Independientes, llevando a cabo dicha manifestación en el formato CTI y su instructivo.

Artículo 37. Del plazo para resolver sobre la autorización para la contratación del Tercero Independiente. La Comisión evaluará la idoneidad del Tercero Independiente propuesto para cada campo del Área de Asignación o Contractual y resolverá en un plazo no mayor a 20 días hábiles, contados a partir del día siguiente a la recepción de la solicitud de autorización técnica para la contratación del Tercero Independiente. Si la Comisión no resuelve la solicitud dentro del plazo establecido, la misma se entenderá en sentido favorable.

Derogado

Derogado

Derogado

Derogado

Derogado

Artículo 38. De la revisión documental de la información y de la prevención. Dentro del plazo establecido en el artículo anterior, la Comisión tendrá un plazo de hasta diez días hábiles contados a partir del día siguiente a la presentación de la solicitud, para revisar la documentación presentada y en caso de que existan faltantes o no se cumplan con los requisitos aplicables, prevenir por única ocasión al Operador Petrolero, para que, dentro de un plazo de diez días hábiles, posteriores a la notificación de la prevención correspondiente, subsane o aclare lo que a derecho corresponda.

A solicitud del interesado, la Comisión podrá otorgar por única ocasión una prórroga de hasta cinco días hábiles.

ANTEPROYECTO

En caso de prevención la Comisión suspenderá el plazo a que se refiere el artículo anterior de estos Lineamientos y se reanudará a partir del día hábil siguiente a aquel en el que el Operador Petrolero haya subsanado la prevención correspondiente.

Transcurrido el plazo otorgado a los Operadores Petroleros para la atención de la prevención sin que se reciba respuesta o, recibida sin que haya quedado subsanada en su totalidad, la Comisión desechará el trámite, dejando a salvo el derecho de los Operadores Petroleros para presentar nuevamente la solicitud.

Artículo 39. De la contratación del Tercero Independiente por parte de los Operadores Petroleros. Una vez obtenida la autorización, a que hace referencia el artículo 36 de los Lineamientos, el Operador Petrolero podrá proceder a la contratación del Tercero Independiente.

Los Operadores Petroleros que sean titulares de dos o más Áreas de Asignación o Contractuales podrán contratar a uno o más Terceros Independientes autorizados por la Comisión para la certificación de las mismas.

En ningún caso, los Operadores Petroleros podrán contratar a más de un Tercero Independiente para certificar una misma Área de Asignación o Contractual de las que sean titulares.

Artículo 39 Bis. Del aviso de la firma de los contratos celebrados entre el Operador Petrolero y los Tercero Independiente. Los Operadores Petroleros deberán enviar a la Comisión, dentro de los diez días hábiles posteriores a su suscripción, copia simple de los contratos formalizados con los Terceros Independientes que hayan resultado seleccionados, acompañados del formato ACTI y su instructivo, escrito libre suscrito por el Operador Petrolero y el Tercero Independiente en el que declaren que durante las labores de certificación de Reservas, ambas partes se conducirán con honestidad, imparcialidad e independencia y que no incurrirán en acuerdos, actos o conductas que tengan por objeto la colusión entre las partes.

Asimismo, deberán notificar mediante escrito libre a la Comisión en un plazo de hasta diez días hábiles, la modificación o terminación anticipada de los contratos, señalando la razón de las mismas.

Artículo 41 Bis. Del aprovechamiento de actividades de certificación de Reservas. Los Terceros Independientes contratados por los Operadores Petroleros deberán reportar de manera anual a la Comisión, a través del Formato RCPA y su instructivo, dentro del primer mes del año calendario, las contraprestaciones efectivamente recibidas de los Operadores Petroleros durante el año inmediato anterior, por concepto de realización de actividades de certificación de Reservas, así como cubrir el correspondiente aprovechamiento durante el primer mes del año.

Las cantidades deberán expresarse en la moneda en la que fueron efectivamente pagadas, así como también en pesos mexicanos, al tipo de cambio publicado en el Diario Oficial de la Federación a la fecha de la realización del pago.

Artículo 42. De la identificación de conductas que no se lleven a cabo conforme a la metodología PRMS por parte de los Operadores Petroleros y los Terceros

ANTEPROYECTO

Independientes contratados por el Operador Petrolero. Si derivado del seguimiento a los presentes Lineamientos, la Comisión identifica conductas que no se lleven a cabo conforme al PRMS por parte de los Operadores Petroleros o los Terceros Independientes, esta podrá iniciar un procedimiento administrativo de evaluación, con el objeto de determinar si dichas conductas existieron durante la ejecución de las actividades de cuantificación o certificación, según corresponda.

…

Artículo 44. …

I. …

II. Requerir a los Operadores Petroleros o Terceros Independientes todo tipo de información o documentación relacionadas con las Reservas y verificar la misma, así como la relación que exista entre las compañías a efecto de garantizar la independencia del Tercero Independiente;

III. …

IV. …

Artículo 47. Del pago de aprovechamientos. Los Asignatarios, Contratistas e interesados en integrar el Padrón de Terceros Independientes, deberán acreditar el pago del aprovechamiento respectivo, adjuntando el comprobante de pago mediante el esquema de pagos electrónicos e5cinco o la plataforma que se establezca para tal efecto, que al efecto se establezcan por concepto de la evaluación técnica que deba realizar la Comisión para la Consolidación de Reservas, por la inscripción o renovación del registro en el Padrón de Terceros Independientes, la revisión y análisis del informe y certificación de Reservas. Asimismo, deberán pagar los derechos y aprovechamientos por cualquier otro concepto, en términos de los Lineamientos y conforme establezca la Normativa correspondiente.

Los Operadores Petroleros deberán acreditar el pago de los derechos y aprovechamientos respectivos a través del procedimiento establecido en el esquema de pagos electrónicos e5cinco o la plataforma que se establezca para tal efecto.

Transitorios

Primero. La presente modificación entrará en vigor al día hábil siguiente de su publicación en el Diario Oficial de la Federación.

Segundo. Los Terceros Independientes inscritos en el Padrón mantendrán la vigencia de su registro por el periodo inicialmente aprobado. Posterior a la terminación de su registro en el Padrón, se deberán sujetar a los términos señalados en el artículo 33 de los Lineamientos.

ANTEPROYECTO

Tercero. Las solicitudes de inscripción y de renovación al Padrón, presentadas con anterioridad a la entrada en vigor del presente Acuerdo, se substanciarán conforme a la normativa vigente al momento de su presentación.

COMISIONADO PRESIDENTE

ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES

COMISIONADA **COMISIONADO**

ALMA AMÉRICA PORRES LUNA **NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO**

COMISIONADO

HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ

ANTEPROYECTO

Anexo I. Derogado
Anexo II. Derogado
Anexo III. Derogado

ANTEPROYECTO

Anexo técnico I
Información que entregarán los Operadores Petroleros a la Comisión, para el procedimiento de cuantificación y certificación de Reservas de la Nación

Reporte por yacimiento del Operador Petrolero

El presente reporte detalla la información referente a estatus de los Yacimientos y Campos comprendidos en el Área de Asignación o Área Contractual a través de:

- **I.** Mapas estructurales donde se visualice la ubicación de los pozos y localizaciones por categoría de Reservas, así como los contactos de fluidos originales y actuales en su caso. Adicionalmente dichos mapas deberán presentarse en formato shape file (.dbf, .pjr, .sbn, .sbx, .xml .shx) y jpeg o jpg.).
- **II.** Comparativo de Reservas respecto al Año de Evaluación anterior y las razones de la variación.
- **III.** Evolución histórica de las Reservas 1P, 2P, 3P de Aceite, Gas Natural y Petróleo Crudo Equivalente

El presente anexo detalla la información que será entregada por los Operadores Petroleros a la Comisión relativa al Año de Evaluación.

Información requerida para la cuantificación anual de Reservas que los Operadores Petroleros entregarán de acuerdo a los formatos establecidos por la Comisión, correspondiente al Año de Evaluación:

1. Estructura de entrega de información

La información será solicitada a los Operadores Petroleros por la Comisión en los siguientes niveles de desagregación:

- **I.** Cuenca
- **II.** Asignación o Contrato
- **III.** Campo
- **IV.** Yacimiento
- **V.** Pozo

2. Las categorías de Reservas a ser reportadas

Las categorías de Reservas que los Operadores Petroleros deberán reportar a la Comisión serán las siguientes:

- **I.** Probada Desarrollada Produciendo (PDP)
- **II.** Probada Desarrollada No Produciendo (PDNP)
- **III.** Probada Desarrollada (PD)
- **IV.** Probada No Desarrollada (PND)
- **V.** Probada (1P)
- **VI.** Probable
- **VII.** Probada + Probable (2P)
- **VIII.** Posible
- **IX.** Probada + Probable + Posible (3P)

3. Productos que deberán reportarse

ANTEPROYECTO

Las Reservas deberán presentarse en los productos siguientes:

I. Aceite
II. Gas Natural
III. Condensado
IV. Líquidos de Planta
V. Gas Seco
VI. Gas Seco equivalente a líquido
VII. Gas a venta
VIII. Petróleo Crudo Equivalente

Para los productos de Aceite y Gas Natural, el Operador Petrolero deberá especificar el volumen utilizado en consumos de operación, reinyección de Gas Natural y el correspondiente a la quema.

4. Información a nivel de yacimiento a ser considerada en los reportes

Los Operadores Petroleros entregarán un reporte de acuerdo al tipo de Yacimiento, con la siguiente información:

I. Tipo de ubicación
II. Tipo de recurso
III. Yacimiento
IV. Tipo de Yacimiento
V. Periodo geológico
VI. Formación
VII. Litología
VIII. Cima y base del Yacimiento
IX. Mecanismo de empuje predominante (actual)
X. Profundidad media
XI. Contacto original y actual agua-Aceite
XII. Contacto original y actual Aceite-Gas Natural
XIII. Contacto original y actual Gas Natural-agua
XIV. Presión inicial y actual promedio
XV. Presión de saturación
XVI. Presión de abandono
XVII. Temperatura del Yacimiento
XVIII. Permeabilidad promedio
XIX. Relación Gas Aceite producido
XX. Factor de equivalencia de Gas Natural a Petróleo Crudo Equivalente.
XXI. Factores de recuperación actuales y finales esperados de Aceite y Gas Natural
XXII. Densidad API
XXIII. Clasificación API de acuerdo a lo siguiente:

Clasificación por grados API	
Superligero	39.0<API
Ligero	31.1<API≤39.0
Mediano	22.3<API≤31.1
Pesado	10.0<API≤22.3
Extrapesado	API≤10.0

ANTEPROYECTO

XXIV. Proceso de recuperación secundaria y mejorada
XXV. Los volúmenes de Reservas por categoría, asociados a los procesos de recuperación secundaria y mejorada reportados
XXVI. Método utilizado para la estimación del volumen original de Aceite y Gas Natural
XXVII. Área del Yacimiento
XXVIII. Espesor neto promedio
XXIX. Porosidad promedio
XXX. Saturación de agua promedio
XXXI. Factor de volumen del Gas Natural y Aceite inicial promedio (Volumen a condiciones de Yacimiento/Volumen a condiciones estándar) según el tipo de Yacimiento
XXXII. Relación inicial Gas disuelto Aceite
XXXIII. Relación inicial Condensado Gas
XXXIV. Volumen original de Aceite a condiciones atmosféricas
XXXV. Volumen original de Gas Natural a condiciones atmosféricas

5. Los Operadores Petroleros deberán reportar la producción acumulada

Los valores de producciones acumuladas que tendrán que reportarse:

Producción acumulada de Aceite (Np), Gas Natural (Gp), Agua (Wp) y Petróleo Crudo Equivalente referida al 31 de diciembre del Año de Evaluación de las Reservas por pozo, Yacimiento, Asignación o Contrato y Campo, lo anterior mediante un perfil de producción promedio mensual. También tendrá que reportar el total de la producción asociada a cada Operador Petrolero, de acuerdo a la medición de la producción de los Hidrocarburos reportada a la Comisión.

El Operador Petrolero deberá reportar la producción de los 5 años anteriores a la presentación del informe, en aquellos casos en los que éste cuente con dicha información.

6. Los Operadores Petroleros deberán reportar los pronósticos de producción

Los perfiles de producción promedio anual que tendrán que reportarse a nivel pozo son los siguientes para las categorías PDP, PD, PDNP, PND, 1P, Probable, 2P, Posible y 3P:

I. Pronósticos de producción de Aceite.
II. Pronósticos de producción de Gas Natural.
III. Pronósticos de producción de Condensado

7. Métodos de estimación de Reservas

I. Analogía
II. Balance de materia
  i. Para los Yacimientos de Gas Natural, se deberá incluir una gráfica de p/Z contra Gp, en aquellos casos en los que forme parte de la estimación de Reservas.

ANTEPROYECTO

ii. Para los Yacimientos de Aceite, se deberá incluir una gráfica del modelo de balance de materia empleado en aquellos casos en los que forme parte del análisis de Reservas.

III. Simulación numérica

IV. Curvas de declinación

V. Combinación de los anteriores

8. Elementos para el balance de Reservas

Los movimientos de Reservas se deberán especificar a nivel de Campo y Yacimiento, para los productos: Aceite, Gas Natural y Petróleo Crudo Equivalente; y en las categorías PDP, PD, PND, 1P, Probable, 2P, Posible y 3P, con una explicación detallada de dichos movimientos, mismos que deberán estar referidos en los siguientes rubros:

I. Descubrimiento: Se refiere al volumen de Reservas que se adicionan por Descubrimientos Comerciales que se clasificaron como Reservas.

II. Delimitación: Actividades mediante las cuales se pueden establecer los límites de un Yacimiento, dichas actividades pueden adicionar o disminuir Reservas.

III. Desarrollo: Actividad que incrementa o disminuye Reservas a través del análisis derivado de la perforación de pozos de desarrollo.

IV. Revisión: Considera información geológica, geofísica, de operación, del comportamiento de los Yacimientos; nueva o actualizada, así como la variación en los precios de los Hidrocarburos y costos de extracción, lo anterior para la adición o disminución de Reservas. También en este rubro se reportan los volúmenes que se reclasifican a Recursos Contingentes.

V. Producción del periodo: Se refiere al volumen de Hidrocarburos producidos durante el Año de Evaluación.

9. Tasas de Restitución de las Reservas

Para efectos del cálculo y reporte de las Tasas de Restitución de las Reservas, se deberán utilizar las metodologías por Descubrimientos y la referida como integral, siendo la primera asociada a los Yacimientos declarados como Descubrimientos Comerciales (incorporaciones), que no tienen relación alguna con los Yacimientos existentes y la segunda en la que se considera las incorporaciones, delimitaciones, desarrollo y revisiones.

El cálculo específico de la Tasa de Restitución de Reservas por Descubrimientos Comerciales se realizará con base en la siguiente fórmula:

$$TR_{Descubrimientos} = \frac{Incorporación}{Producción} \times 100$$

El cálculo específico de la Tasa de Restitución de Reservas total o integral, se realizará con base en la siguiente fórmula:

$$TR_{Integral} = \frac{Incorporación \pm Delimitación \pm Desarrollo \pm Revisiones}{Producción} \times 100$$

ANTEPROYECTO

El cálculo de las Tasas de Restitución de Reservas, por Descubrimientos Comerciales e integral, para los productos Aceite y Gas Natural, así como para la equivalencia en Petróleo Crudo Equivalente, se realizará por categoría de Reservas 1P, 2P y 3P, a nivel de agrupación de Asignaciones/Contratos por Operador Petrolero, para el Año de Evaluación y para los cinco años anteriores.

10. Información de la ubicación de pozos

Los costos fijos, variables, y las inversiones deberán ser consistentes con lo reportado en los Planes de Desarrollo:

- **I.** Para el caso de pozos perforados, se identificarán sus coordenadas geográficas y UTM ITRF08 época 2010.0 asociado al elipsoide GRS80 del conductor y objetivo, donde quedan comprendidas las Reservas 1P.
- **II.** Para el caso de pozos que vayan a ser perforados, se identificarán las coordenadas geográficas y UTM ITRF08 época 2010.0 asociado al elipsoide GRS80 donde quedarían comprendidas las Reservas PND, Probables y Posibles.
- **III.** Se identificará además en el Estado de Pozos al 31 de diciembre del Año de Evaluación, la condición productiva en la que se encuentra cada pozo de cada Campo contenido en las Áreas de Asignación o Contractuales de las cuales sea titular el Operador Petrolero.

11. Evaluación económica de las Reservas de Hidrocarburos

La información relativa a los indicadores económicos deberá ser reportada al Límite Económico y a la fecha de terminación de la Asignación o Contrato y detallando a nivel de Campo, por año a partir de la fecha de evaluación y para las categorías de Reservas PDP, PD, 1P, 2P y 3P, en donde se detallarán:

- **I.** Pronóstico de producción de Aceite
- **II.** Pronóstico de producción de Gas Natural
- **III.** Pronóstico de producción de Gas a venta
- **IV.** Pronóstico de producción de Condensado
- **V.** Perfil de costos fijos y variables
- **VI.** Perfil de inversiones
  - **i.** Perforación-Terminación de pozos
  - **ii.** Reparaciones mayores
  - **iii.** Recuperación Secundaria y Mejorada
  - **iv.** Infraestructura
  - **v.** Costo de abandono
  - **vi.** Otras inversiones
- **VII.** Perfil de flujo de efectivo antes de impuestos
- **VIII.** Perfil de flujo de efectivo descontado antes de impuestos

Los costos fijos, variables, y las inversiones deberán ser consistentes con lo reportado en los Planes de Desarrollo para la Extracción vigentes.

12. Indicadores económicos que deberán reportarse antes de impuestos

- **I.** Ingresos y egresos

ANTEPROYECTO

II. Flujo de efectivo
III. Valor presente neto -VPN- descontado a las tasas establecidas -SHCP y 10%-
IV. Valor presente de las inversiones -VPI- a las tasas establecidas -SHCP y 10%-
V. Eficiencia de la inversión VPN/VPI a las tasas establecidas -SHCP y 10%-
VI. Límite Económico

13. Programa de Actividades Físicas

El Operador Petrolero deberá reportar el programa de actividades físicas de la Asignación o Contrato a nivel de Campo para el horizonte de la vigencia, según corresponda.

I. Perforación-Terminación de pozos
II. Reparaciones mayores

14. Criterio de identificación y clasificación de las diferencias que deberán reportarse

I. Para la identificación de las diferencias porcentuales entre las estimaciones de las Reservas de los Campos asociados a un Área de Asignación o Área Contractual en el Año de Evaluación para las Reservas 1P, 2P, y 3P, en Petróleo Crudo Equivalente de los Operadores Petroleros y aquéllas de los Terceros Independientes, se empleará el siguiente criterio, conforme a las expresiones matemáticas siguientes:

i. Para las Reservas 1P:

$$\frac{|Vol\ Reservas\ por\ campo_{Operador\ \ Petrolero} - Vol\ Reservas\ por\ campo_{Tercero\ \ Independiente}|}{Vol\ Reservas\ por\ campo_{Operador\ \ Petrolero}} \times 100 \leq 10\%$$

ii. Para las Reservas 2P y 3P:

$$\frac{|Vol\ Reservas\ por\ campo_{Operador\ \ Petrolero} - Vol\ Reservas\ por\ campo_{Tercero\ \ Independiente}|}{Vol\ Reservas\ por\ campo_{Operador\ \ Petrolero}} \times 100 \leq 20\%$$

II. Tabla comparativa de la cuantificación de las Reservas 1P, 2P y 3P, de los Campos certificados por los Terceros Independientes y aquéllas sustentados por el Operador Petrolero, así como el cálculo porcentual y el volumen o valor de la diferencia entre ambos reportes.
III. Una explicación detallada de las consideraciones o premisas utilizadas tanto por el Operador Petrolero, y el Tercero Independiente, en caso de que existan diferencias entre las estimaciones realizadas.

15. Información adicional para consorcios o asociaciones en participación

Las compañías que formen parte de un consorcio o asociación en participación deberán presentar el porcentaje de participación sobre las Reservas cuantificadas, así como el pronóstico anual correspondiente a las categorías reportadas totales. Lo anterior dentro del Informe del Operador Petrolero en todas las categorías de Reservas, para los productos Aceite, Gas Natural y Petróleo Crudo Equivalente.

ANTEPROYECTO

Anexo técnico II
Información que los Operadores Petroleros entregarán a la Comisión correspondiente a los Terceros Independientes en materia de certificación de Reservas de la Nación

El presente anexo detalla la información que será entregada a la Comisión por los Operadores Petroleros correspondiente a los Terceros Independientes, mediante el formato ITI y su instructivo.

Las premisas de cálculo u otra información que no hayan sido definidas o calculadas directamente por los Terceros Independientes, deberá ser notificada por los Operadores Petroleros a la Comisión.

1. Información General

La información general que deberá ser proporcionada a nivel de Asignación, Contrato, correspondiente a los Campos que comprenderán los trabajos de certificación, contendrá una síntesis de los siguientes elementos:

I. Descripción general de la estrategia de desarrollo de los Campos considerada por el Tercero Independiente contenidos en las Áreas de Asignación o Áreas Contractuales que está certificando, mostrando un mapa de localización.
II. Descripción general de la metodología utilizada para el cálculo del volumen original.
III. Descripción general de la metodología utilizada para la certificación para cada una de las categorías de Reservas.
IV. Análisis de curva de declinación del pozo tipo y una descripción del método de estimación, en su caso.
V. Recuperación final estimada (EUR) promedio por pozo y la total a nivel de Campo por categoría de Reservas.

2. Estructura de entrega de información

La información será solicitada en los siguientes niveles de desagregación:

I. Cuenca
II. Asignación o Contrato
III. Campo
IV. Yacimiento
V. Pozo

3. Las categorías de Reservas a ser reportadas

Las categorías de Reservas que los Operadores Petroleros deberán reportar a la Comisión, serán las siguientes:

I. Probada Desarrollada Produciendo (PDP)
II. Probada Desarrollada No Produciendo (PDNP)
III. Probada Desarrollada (PD)
IV. Probada No Desarrollada (PND)

ANTEPROYECTO

V. Probada (1P)
VI. Probable
VII. Probada + Probable (2P)
VIII. Posible
IX. Probada + Probable + Posible (3P)

4. Productos que deberán reportarse

Las Reservas deberán presentarse en los productos siguientes:

I. Aceite
II. Gas Natural
III. Condensado
IV. Líquidos de Planta
V. Gas Seco
VI. Gas Seco equivalente a líquido
VII. Gas a venta
VIII. Petróleo Crudo Equivalente

Para los productos de Aceite y Gas Natural, el Operador Petrolero deberá especificar el volumen utilizado en consumos de operación, reinyección de Gas Natural y el correspondiente a la quema.

5. La información general a nivel de Yacimiento

I. Tipo de ubicación
II. Tipo de recurso
III. Yacimiento
IV. Tipo de Yacimiento
V. Periodo geológico
VI. Formación
VII. Litología
VIII. Cima y base del Yacimiento
IX. Mecanismo de empuje predominante (actual)
X. Profundidad media
XI. Contacto original y actual agua-Aceite
XII. Contacto original y actual Aceite-Gas Natural
XIII. Contacto original y actual Gas Natural-agua
XIV. Presión inicial y actual promedio
XV. Presión de saturación
XVI. Presión de abandono
XVII. Temperatura del Yacimiento
XVIII. Permeabilidad promedio
XIX. Relación Gas Aceite producido
XX. Poder calorífico del Gas Natural
XXI. Factores de recuperación actuales y finales esperados de Aceite y Gas Natural
XXII. Densidad API
XXIII. Clasificación API de acuerdo a lo siguiente:

Clasificación por grados API

ANTEPROYECTO

Súper-ligero	39.0<API
Ligero	31.1<API≤39.0
Mediano	22.3<API≤31.1
Pesado	10.0<API≤22.3
Extra-pesado	API≤10.0

XXIV. Proceso de recuperación secundaria y mejorada
XXV. Los volúmenes de Reservas por categoría, asociados a los procesos de recuperación secundaria y mejorada reportados
XXVI. Método utilizado para la estimación del volumen original de Aceite y Gas Natural
XXVII. Factor de equivalencia de Gas Natural a Petróleo Crudo Equivalente.
XXVIII. Área del Yacimiento
XXIX. Espesor neto promedio
XXX. Porosidad promedio
XXXI. Saturación de agua promedio
XXXII. Factor de volumen del Gas y Aceite inicial promedio (Volumen a condiciones de Yacimiento/Volumen a condiciones estándar) según el tipo de Yacimiento
XXXIII. Relación inicial Gas disuelto Aceite original
XXXIV. Volumen original de Aceite a condiciones atmosféricas
XXXV. Volumen original de Gas Natural a condiciones atmosféricas.

6. Métodos de estimación de Reservas

I. Analogía
II. Balance de materia
III. Simulación numérica
IV. Curvas de declinación
V. Combinación de los anteriores
VI. Probabilístico

7. Los Terceros Independientes deberán reportar los pronósticos de producción

Los perfiles de producción promedio anual que tendrán que reportarse a nivel pozo son los siguientes para las categorías PDP, PD, PDNP, PND, 1P, Probable, 2P, Posible y 3P:

I. Pronósticos de producción de Aceite
II. Pronósticos de producción de Gas Natural
III. Pronósticos de producción de Condensado

8. Evaluación económica de las Reservas de Hidrocarburos

La información relativa a los indicadores económicos deberá ser reportada al límite económico y a la fecha de terminación de la Asignación o Contrato y detallando a nivel de Campo, por año a partir de la fecha de evaluación y para las categorías de Reservas PDP, PD, 1P, 2P y 3P, en donde se detallarán:

I. Pronóstico de producción de Aceite
II. Pronóstico de producción de Gas Natural
III. Pronóstico de producción de Gas a venta

ANTEPROYECTO

IV. Pronóstico de producción de Condensado
V. Perfil de costos fijos y variables
VI. Perfil de inversiones
VII. Perforación-Terminación de pozos
VIII. Reparaciones mayores
IX. Recuperación Secundaria y Mejorada
X. Infraestructura
XI. Costo de abandono
XII. Otras inversiones
XIII. Perfil de flujo de efectivo antes de impuestos
XIV. Perfil de flujo de efectivo descontado antes de impuestos

Los costos fijos, variables, y las inversiones deberán ser consistentes con lo reportado en los Planes de Desarrollo para la Extracción vigentes.

9. Indicadores económicos que deberán reportarse antes de impuestos

I. Ingresos y egresos
II. Flujo de efectivo
III. Valor presente neto -VPN- descontado a la tasa establecida
IV. Valor presente de las inversiones -VPI- a la tasa establecida
V. Eficiencia de la inversión VPN/VPI a la tasa establecida
VI. Límite Económico

10. Programa de Actividades Físicas

El Tercero Independiente deberá reportar el programa de actividades físicas evaluadas para cada Asignación o Contrato a nivel de Campo para el horizonte de la vigencia, según corresponda.

I. Perforación-Terminación de pozos
II. Reparaciones mayores

ANTEPROYECTO