

COMISION NACIONAL DE HIDROCARBUROS

LINEAMIENTOS que regulan el procedimiento de cuantificación y certificación de Reservas de la Nación.

Al margen un sello con el Escudo Nacional, que dice: Estados Unidos Mexicanos.- Comisión Nacional de Hidrocarburos.

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

Estos Lineamientos regulan los procedimientos de Cuantificación y Certificación de Reservas, mismos que deben llevar a cabo los Operadores Petroleros y los Terceros Independientes, respectivamente, a fin de que la Comisión Nacional de Hidrocarburos pueda consolidar anualmente la cifra nacional de Reservas de la Nación.

Los Lineamientos contemplan: i) la metodología aplicable para la Cuantificación y Certificación de Reservas; ii) las modalidades de Certificación; iii) los criterios de tolerancia respecto a las diferencias que se presenten entre las estimaciones del Operador Petrolero y las del Tercero Independiente; iv) el mecanismo de revisión que instruirá la Comisión en caso de que dichas diferencias no sean resueltas, y v) el registro y vigencia del Padrón de Terceros Independientes.

JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA, ALMA AMÉRICA PORRES LUNA, SERGIO HENRIVIER PIMENTEL VARGAS, HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX Y GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ, Comisionado Presidente y Comisionados, respectivamente, de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, con fundamento en los artículos 25, párrafo quinto, 27, párrafo séptimo y 28, párrafos cuarto y octavo de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; 2, fracción III, y 43 Ter de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal; 1, 2, 5, 32, 35, fracciones II y III, 43, fracciones I, incisos f) y g) y II inciso b), 85, fracción II, inciso o) y 95 de la Ley de Hidrocarburos; 2, fracción I, 3, 4, 5, 22, fracciones I, II, III, IV y VIII, 28, 38, fracción I, 39 y 40 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, y 1, 10, fracción I, 11, 12, 13, fracciones IV, incisos a) y d) y XIII del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, y

CONSIDERANDO

Que, en atención a lo dispuesto por el artículo 43, fracción I, incisos f) y g) de la Ley de Hidrocarburos, corresponde a la Comisión Nacional de Hidrocarburos (en adelante, Comisión) 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;

Que, de conformidad con el artículo, 43, fracción II, inciso b) de la Ley referida, es atribución de la Comisión, cuantificar el potencial de Hidrocarburos del país, consolidando anualmente la información nacional de Reservas que cuantifiquen los Asignatarios y Contratistas;

Que, el 13 de agosto de 2015, se publicaron en el Diario Oficial de la Federación los Lineamientos que regulan el procedimiento de cuantificación y certificación de Reservas de la Nación y el informe de los recursos contingentes relacionados, mismos que se modificaron el 15 de abril de 2016;

Que, en la trigésima segunda sesión extraordinaria de 2016, de fecha 1 de agosto de ese año, el Órgano de Gobierno de la Comisión acordó iniciar un proceso de revisión de los Lineamientos que regulan el procedimiento de cuantificación y certificación de reservas de la Nación y el informe de los recursos contingentes relacionados, aludidos en el párrafo anterior, con un doble propósito; por un lado, realizar una revisión integral de la regulación, a fin de brindar certeza jurídica sobre la consolidación de las Reservas de Hidrocarburos de la Nación y, por otro, hacer más expedito y eficiente el mecanismo aplicable cuando existe una diferencia considerable entre las cifras cuantificadas por los Operadores Petroleros y aquellas certificadas por los Terceros Independientes;

Que, agotada la revisión acordada por el Órgano de Gobierno, se decidió que los presentes Lineamientos acotarán su campo de aplicación a la cuantificación y certificación de Reservas realizada durante las etapas posteriores al Descubrimiento incluyendo la Extracción de Hidrocarburos, sin considerar lo relacionado con la cuantificación de los recursos contingentes, por lo que los Lineamientos que ahora nos ocupan, sustituyen a los originalmente publicados en el Diario Oficial de la Federación el 13 de agosto de 2015;

Que, para dar cumplimiento al artículo Quinto del Acuerdo que fija los lineamientos que deberán ser observados por las dependencias y organismos descentralizados de la Administración Pública Federal, en cuanto a la emisión de los actos administrativos de carácter general a los que les resulta aplicable el artículo 69-H de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo, la Comisión, además de los Lineamientos mencionados en el considerando anterior, así como sus modificaciones publicadas en el Diario Oficial de la Federación el 15 de abril de 2016, se abroga el Oficio por el que se dan a conocer los anexos I y II y el formato de los Lineamientos que regulan el procedimiento de cuantificación y certificación de reservas de la Nación y el informe de los recursos contingentes relacionados, publicados el 13 de agosto de 2015 mismo que se publicó en el Diario Oficial de la Federación el 2 de octubre de 2015.

Que, en cumplimiento del acuerdo del Órgano de Gobierno de la Comisión, se revisaron los plazos a lo largo de todo el proceso, a efecto de hacer más expeditas tanto la cuantificación como la certificación de las Reservas que reportan los Operadores Petroleros y los Terceros Independientes, respectivamente, a la Comisión;

Que, asimismo, con el objeto de mantener actualizado el Padrón de Terceros Independientes, como consecuencia de la revisión realizada, se establece una vigencia al registro en dicho Padrón, así como los requisitos y el periodo dentro del cual los Terceros Independientes deberán renovarlo;

Que, en consecuencia, se realizaron las modificaciones correspondientes al Formato de Solicitud de Inscripción o Renovación al Padrón de Terceros Independientes en materia de Reservas, con el que se sustituye al formato de solicitud de inscripción al padrón de terceros independientes en materia de reservas, publicado en el Diario Oficial de la Federación el 15 de marzo de 2017.

Que, en cumplimiento de lo previsto por el artículo 28 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, con fecha siete de septiembre de dos mil diecisiete tuvo lugar la sesión del Consejo Consultivo mediante la cual se abrió el procedimiento de Consulta Pública, en el que se convocó la participación de representantes de instituciones destacadas del sector energético y académico, así como de asociaciones que agrupan asignatarios, contratistas y autorizados.

Que, en virtud de lo expuesto y con base en el mandato legal conferido a este Órgano Regulador Coordinado en Materia Energética para la emisión de la regulación a la que quedarán sujetas las actividades de cuantificación de Reservas de la Nación y su certificación por parte de Terceros Independientes, el Órgano de Gobierno de esta Comisión emitió el Acuerdo CNH.E.58.001/17, mediante el cual aprobó los siguientes:

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

Título I

De las Disposiciones Generales

Capítulo Único

Artículo 1. Del objeto de los Lineamientos. Los presentes Lineamientos tienen por objeto establecer la regulación aplicable a la cuantificación y certificación de Reservas que llevan a cabo los Operadores Petroleros y Terceros Independientes, respectivamente.

Para tal efecto, los Lineamientos establecen:

- I. El procedimiento de cuantificación anual de Reservas, por parte de los Operadores Petroleros;
- II. La metodología aceptada por la Comisión para realizar el análisis, Clasificación, cuantificación y evaluación de las Reservas para su consolidación;
- III. 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;
- IV. Los criterios que deben cumplir los Operadores Petroleros y los Terceros Independientes para poder realizar trabajos de cuantificación y certificación de las Reservas de la Nación, y
- V. El proceso para el registro de los Terceros Independientes para integrar el Padrón y su actualización, así como la vigencia de dicho registro.

Artículo 2. Del ámbito de aplicación de los Lineamientos. Los presentes Lineamientos son de carácter obligatorio para los Operadores Petroleros que realicen actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos en México, así como para los Terceros Independientes que presten servicios de certificación de las Reservas de la Nación.

Corresponde a la Comisión la interpretación de los presentes Lineamientos para efectos administrativos y de supervisión.

Artículo 3. De las Definiciones. Para la interpretación y aplicación de los presentes Lineamientos, se establecen las siguientes definiciones, mismas que son complementarias a aquellas establecidas en el artículo 4 de la Ley de Hidrocarburos y en los anexos técnicos de los presentes Lineamientos y serán aplicadas de manera armónica en singular o plural:

- I. **Aceite:** Porción de Hidrocarburos que existe en fase líquida en los Yacimientos y permanece así en condiciones originales de presión y temperatura. Puede incluir pequeñas cantidades de sustancias que no son Hidrocarburos.

- II. **Año de Evaluación:** Año calendario inmediato anterior a la fecha de presentación del informe en el cual se realiza la evaluación y cuantificación de las Reservas, que comprende del 1 de enero al 31 de diciembre.
- III. **API:** Instituto Americano del Petróleo, o "American Petroleum Institute", por sus siglas en inglés.
- IV. **Calendario Anual:** Programación que realiza la Comisión respecto de las actividades para la presentación de reportes de cuantificación de las Reservas elaborados por los Operadores Petroleros, así como los reportes finales de las certificaciones de las Reservas elaborados por los Terceros Independientes como parte del procedimiento anual de cuantificación y certificación de Reservas para su consolidación.
- V. **Campo:** Área consistente en uno o múltiples Yacimientos, agrupados o relacionados de acuerdo a los mismos aspectos geológicos estructurales y condiciones estratigráficas. Pueden existir dos o más Yacimientos en un Campo, separados verticalmente por una capa de roca impermeable o lateralmente por barreras geológicas o por ambas.
- VI. **Ciclo de Certificación:** Periodo de tres Años de Evaluación respecto de los cuales se realiza y reporta la certificación realizada por Terceros Independientes sobre el cien por ciento de las Reservas 1P, 2P y 3P de la Nación que hayan sido cuantificadas por cada Operador Petrolero, de conformidad con las Asignaciones o Contratos de los que sean titulares, según corresponda.
- VII. **Clasificación:** Categorización de Reservas y recursos, con base en su rango de incertidumbre y su oportunidad de comercialidad, asociados a un proyecto determinado.
- VIII. **CNIH:** Centro Nacional de Información de Hidrocarburos.
- IX. **Comisión:** Comisión Nacional de Hidrocarburos.
- X. **Condensados:** Mezcla de Hidrocarburos (mayormente pentanos y más pesados) que existen en la fase gaseosa a temperatura y presión original del Yacimiento, pero que cuando se producen están en fase líquida a condiciones de presión y temperatura de superficie.
- XI. **Descubrimiento:** Significa cualquier acumulación o conjunto de acumulaciones de Hidrocarburos en el subsuelo cuya existencia se haya demostrado mediante las actividades de perforación exploratoria.
- XII. **Descubrimiento Comercial:** Significa un Descubrimiento que sea declarado comercial por el Operador Petrolero. La declaración de Descubrimiento Comercial deberá contener también la intención firme de proceder con el desarrollo de Campos o Yacimientos contenidos en las Áreas Contractuales o de Asignación correspondientes.
- XIII. **Estado de Pozos:** Condición actual en la que se encuentra cada pozo dentro de un Área de Asignación o Contractual, la cual puede referirse a la integridad mecánica del pozo o, a su condición en cuanto a producción.
- XIV. **Gas Natural:** La mezcla de gases que se obtiene de la Extracción o del procesamiento industrial y que es constituida principalmente por metano. Usualmente esta mezcla contiene etano, propano, butanos y pentanos. Asimismo, puede contener dióxido de carbono, nitrógeno y ácido sulfhídrico, entre otros. Puede ser Gas Natural Asociado, Gas Natural No Asociado o gas asociado al carbón mineral.
- XV. **Gas Seco:** Gas Natural que contiene cantidades pequeñas de Hidrocarburos más pesados que el metano. El Gas Seco también se obtiene de las plantas de proceso.
- XVI. **Hidrocarburos:** Compuesto químico o mezcla de compuestos de carbono e hidrógeno en sus estados sólido, líquido o gaseoso.
- 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 o de la implementación de un proceso de recuperación adicional, que puede ser secundario, mejorado o avanzado.
- XVIII. **Límite Económico:** Punto máximo del acumulado del flujo de efectivo, comprendido como la fecha en la cual un proyecto deja de ser rentable, debido a que los costos de producción superan la capacidad del proyecto para generar ganancias. En esta fecha son determinados los valores de las Reservas de la Nación.
- XIX. **Lineamientos:** Los Lineamientos que regulan el procedimiento de cuantificación y certificación de Reservas de la Nación.

- XX. Líquidos de Planta:** Líquidos de Gas Natural recuperados en plantas de procesamiento de gas, que consisten principalmente en etano, propano y butano.
- XXI. Operador Petrolero:** Asignatarios y Contratistas, incluyendo a los titulares de concesiones mineras a que se refiere el artículo 27 de la Ley de Hidrocarburos, que lleven a cabo la Exploración y Extracción del Gas Natural contenido en la veta de carbón mineral.
- XXII. Padrón:** Conjunto de personas morales registradas por la Comisión como Terceros Independientes, que cumplen con los requisitos para realizar la certificación de las Reservas de la Nación, en términos de los Lineamientos.
- XXIII. Petróleo Crudo Equivalente:** Forma utilizada a nivel internacional para reportar el inventario total de Hidrocarburos. Su valor resulta de adicionar los volúmenes de Aceite, de Condensados, de los Líquidos de Planta y del Gas Seco equivalente a líquido.
- XXIV. Plan de Desarrollo para la Extracción:** Documento indicativo en el cual el Operador Petrolero describe de manera secuencial las actividades relacionadas al proceso de Extracción de Hidrocarburos y programas asociados a éstas, en razón de una Asignación o Contrato del que es titular.
- 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. Reclassificación de Reservas:** Es la adición o sustracción de volúmenes de Reservas de una categoría a otra, con motivo del desarrollo del proyecto o del comportamiento de los Yacimientos; también se incluyen aquellos volúmenes de Reservas que por alguna circunstancia se clasifican como Recursos Contingentes.
- 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 estimación de recursos de Hidrocarburos.
- 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. Adicionalmente, las Reservas pueden ser categorizadas de acuerdo al nivel de certidumbre asociado a las estimaciones.
- XXIX. Reservas 1P:** Igual a las Reservas Probadas. Si se emplean métodos probabilistas para su evaluación, debería haber una probabilidad de al menos 90 por ciento de que el volumen a recuperar sea igual o mayor al calculado, es decir, Reservas con alta certidumbre.
- XXX. Reservas 2P:** Es igual a las Reservas Probadas más las Reservas Probables. Si se emplean métodos probabilistas, debería haber una probabilidad de al menos 50 por ciento de que el volumen a recuperar sea igual o mayor a la estimación de 2P.
- XXXI. Reservas 3P:** Es igual a las Reservas Probadas más las Reservas Probables más las Reservas Posibles. Si se emplean métodos probabilistas, debería haber una probabilidad de al menos 10 por ciento de que el volumen a recuperar sea igual o mayor a la estimación de 3P.
- XXXII. Reservas Probables:** Son aquellas Reservas adicionales que, a partir de un análisis de datos de geociencias y de ingeniería, se estiman son menos probables a ser recuperadas, comparadas con las Reservas Probadas, pero más ciertas a ser recuperadas comparadas con las Reservas Posibles.
- XXXIII. Reservas Probadas:** Son aquellas Reservas que, a partir de datos de geociencias y de ingeniería, se estiman con certeza razonable a ser recuperables comercialmente a partir de una fecha dada en adelante de Yacimientos conocidos bajo condiciones económicas, métodos de

operación y reglamentación gubernamental definidas. Si se emplean métodos deterministas, el término certeza razonable expresa un alto grado de confianza en que las cantidades estimadas serán recuperadas.

XXXIV. Reservas Probadas Desarrolladas o PD: Son aquellas Reservas que se espera sean recuperadas de pozos existentes, que pueden ser extraídas con la infraestructura actual mediante actividades adicionales con costos moderados de inversión. En el caso de las Reservas asociadas a procesos de recuperación secundaria y mejorada, serán consideradas desarrolladas únicamente cuando la infraestructura requerida para el proceso esté instalada o cuando los costos requeridos para ello sean considerablemente menores, y la respuesta de producción haya sido la prevista en la planeación del proyecto correspondiente. Las Reservas Probadas Desarrolladas pueden ser clasificadas como produciendo o no produciendo.

XXXV. Reservas Probadas Desarrolladas Produciendo o PDP: Son las Reservas Desarrolladas en Producción que sean recuperadas de los intervalos de terminación abiertos y produciendo en el momento de la estimación.

Se pueden considerar como PDP Reservas provenientes de métodos de recuperación mejorada sólo en los casos en que el proyecto esté en operación.

XXXVI. Reservas Probadas Desarrolladas no Produciendo o PDNP: Son las Reservas que se encuentran en pozos cerrados.

Se espera que las Reservas de pozos cerrados correspondientes a: i) intervalos de terminación abiertos al momento de la estimación pero que aún no producen; ii) pozos que se cerraron por condiciones del mercado o conexiones de ductos; o, iii) pozos que no son capaces de producir por razones mecánicas, las reservas detrás de la tubería podrán ser recuperadas de las zonas en pozos existentes que requerirán trabajo de terminación adicional o re-terminación futura antes de comenzar la producción.

En todos los casos, la producción puede iniciarse o restaurarse con gastos relativamente bajos comparados con el costo de perforación de un nuevo pozo.

XXXVII. Reservas Probadas no Desarrolladas o PND: Son Reservas que se espera serán recuperadas a través de pozos nuevos en áreas no perforadas, o donde se requiere un gasto relativamente grande para terminar los pozos existentes o para construir las instalaciones de producción y transporte. En el caso de inyección de fluidos u otra técnica de recuperación mejorada, las Reservas asociadas se considerarán Probadas no Desarrolladas cuando tales técnicas hayan sido efectivamente probadas en el área y en la misma formación. Asimismo, debe existir un compromiso para desarrollar el Campo a través de un Plan de Desarrollo para la Extracción.

XXXVIII. Reservas Posibles: Son aquellas Reservas adicionales que, a partir de un análisis de datos de geociencias y de ingeniería, se estiman son menos probables a ser recuperadas comparadas con las Reservas Probables.

XXXIX. Tasa de Restitución de Reservas: Es la valoración de la cantidad de Hidrocarburos que se reponen o incorporan respecto a un volumen producido, en un mismo periodo.

XL. Tercero Independiente: Experto en materia de Clasificación, análisis, estimación, evaluación y certificación de la cuantificación de Reservas propiedad de la Nación, que se encuentra registrado en el Padrón.

XLI. Yacimiento: Acumulación natural de Hidrocarburos que se encuentra en el subsuelo y se comporta como un sistema hidráulicamente interconectado, donde dichos Hidrocarburos se encuentran a temperaturas y presiones elevadas ocupando el espacio poroso.

Artículo 4. De la información de las Reservas. Los Operadores Petroleros que desarrollen actividades de Exploración o Extracción de Hidrocarburos en México y que cuenten con un Plan de Desarrollo para la Extracción, deberán entregar a la Comisión la información relativa a la cuantificación de las Reservas correspondientes a los Yacimientos o Campos comprendidos dentro de las Áreas de Asignación o Contractuales de las que sean titulares.

Las Reservas comprendidas tanto en las Áreas de Asignación como Contractuales, sin importar el modelo de contratación de que se trate, deberán ser certificadas por parte de Terceros Independientes.

Sin perjuicio de lo anterior, los Operadores Petroleros podrán reportar de manera separada las Reservas conforme a las modalidades de contratación correspondientes para cada Área Contractual, entre otras, los contratos de servicios, de utilidad o producción compartida, o de licencia. Lo anterior, conforme lo establecido en la Ley de Hidrocarburos y la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos.

Artículo 5. De la Incorporación de Reservas derivadas de un Descubrimiento Comercial. Los Operadores Petroleros que aún no cuenten con un Plan de Desarrollo para la Extracción, pero que ya hubieren declarado un Descubrimiento Comercial a la Comisión, podrán incorporar Reservas asociadas a dicho Descubrimiento, dentro del procedimiento anual de cuantificación de Reservas y Ciclo de Certificación que corresponda en términos de estos Lineamientos.

Lo anterior, en el entendido que dichos Operadores Petroleros deberán presentar el Plan de Desarrollo para la Extracción que sustente los volúmenes de Reservas asociadas al Descubrimiento Comercial para aprobación de la Comisión, dentro de los plazos previstos en el Contrato o Asignación que corresponda, y de conformidad con la regulación aplicable.

Si el Plan de Desarrollo para la Extracción no se presenta en el plazo referido en el párrafo anterior, los volúmenes que, en su caso, se hayan incorporado serán reclasificados como Recursos Contingentes.

Artículo 6. Del Calendario Anual. Los Operadores Petroleros deberán reportar la cuantificación y certificación de las Reservas de la Nación asociadas a las Áreas de Asignación o Contractuales de las que sean titulares, en los tiempos establecidos en los Lineamientos, de acuerdo con el Calendario Anual.

Dicho Calendario Anual será estructurado por la Comisión de acuerdo a lo siguiente:

- I. Los Operadores Petroleros que cuenten con un Plan de Desarrollo para la Extracción aprobado, darán aviso del inicio del procedimiento anual de cuantificación y certificación de Reservas durante los primeros cinco días hábiles del mes de julio de cada año, conforme a los requisitos establecidos en el artículo 21, así como lo dispuesto en el artículo 37 de los Lineamientos.

Los Operadores Petroleros que hayan presentado un Plan de Desarrollo para la Extracción con posterioridad al plazo indicado en el párrafo anterior y se encuentren en proceso de aprobación o modificación, podrán presentar este aviso antes de la segunda semana del mes de diciembre, atendiendo los requisitos señalados en el artículo 21, así como al aviso descrito en el artículo 37 de los Lineamientos.

Los Operadores Petroleros que presenten un Plan de Desarrollo para la Extracción o solicitud de modificación de éste, después de la segunda semana de diciembre, deberán ajustarse al calendario de acuerdo a lo indicado en el primer párrafo de esta fracción;

- II. Los Operadores Petroleros, dentro del periodo comprendido entre el 1 de enero y el 15 de febrero, deberán entregar el informe relativo al Año de Evaluación, en los términos señalados en el artículo 12 de los Lineamientos, así como aquéllos indicados en los anexos técnicos de los mismos.

En caso de que los Operadores Petroleros, por causas no imputables a éstos, requieran una ampliación del plazo para la entrega del informe relativo al Año de Evaluación, podrán solicitar por única ocasión una prórroga de hasta cinco días hábiles posteriores al término de la fecha antes citada para entregar dicho informe, acompañada de la justificación que corresponda. En su caso, la prórroga deberá solicitarse con una anticipación de al menos cinco días hábiles previos al vencimiento del plazo señalado en el párrafo anterior, con el fin de que la Comisión resuelva sobre la solicitud dentro de los tres días hábiles siguientes a su presentación, y

- III. La Comisión emitirá la resolución sobre las cifras de Reservas 1P, 2P y 3P cuantificadas por los Operadores Petroleros a más tardar la segunda semana del mes de abril, la cual podrá ser definitiva o, en su caso, parcial cuando existan diferencias que deriven en el mecanismo de revisión descrito en el artículo 28 de los Lineamientos, en cuyo caso, la resolución definitiva se emitirá a más tardar la segunda semana de septiembre. El procedimiento anual de cuantificación y certificación concluirá con la emisión de la resolución definitiva de las cifras nacionales de Reservas.

En caso de que los días previstos para el cumplimiento de la obligación de entrega a que se refieren las fracciones del presente artículo sean inhábiles, se entenderá que el día de entrega efectivo será el día hábil siguiente.

Artículo 7. De los medios de comunicación con la Comisión. Los Operadores Petroleros y los Terceros Independientes deberán entregar la información y documentación referida en los presentes Lineamientos, ya sea por escrito o a través de los medios de comunicación electrónica que en su caso determine la Comisión. Lo anterior, en términos de los plazos establecidos en los Lineamientos y conforme a los formatos contenidos en los anexos técnicos establecidos por la Comisión.

La Comisión podrá definir acciones de mejora en el proceso de entrega de la información requerida, tales como mecanismos automatizados de documentación y supervisión de los mismos, así como el desarrollo de sistemas y bases de datos o cualquier otro método que mejore la eficiencia de los reportes y su cumplimiento.

Artículo 8. De la clasificación de la información. La Comisión clasificará la información recibida como reservada o confidencial, en términos de las leyes en materia de transparencia y acceso a la información, a excepción de la información que la Comisión deba hacer pública a través de sus resoluciones o con motivo del cumplimiento de la normativa aplicable, la Ley de Hidrocarburos, la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética o por mandato de la autoridad competente.

Artículo 9. De la información adicional. En los casos en que el Operador Petrolero realice reportes para el cumplimiento de obligaciones en materia bursátil, éste deberá entregar a la Comisión, como parte del aviso al que se refiere el artículo 21 de los Lineamientos, la fecha en que se emitieron dichos reportes, además de señalar la liga electrónica en la cual se pueden consultar.

Título II

De la cuantificación anual de Reservas y del Ciclo de Certificación de Reservas de la Nación.

Capítulo I

Del procedimiento anual de cuantificación y del Ciclo de Certificación

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 consolide la información relativa a las Reservas de la Nación, a fin de:

- I. Brindar certeza sobre las cifras de Reservas de la Nación;
- II. Analizar el cálculo del máximo factor de recuperación final, en condiciones económicamente viables, con base en las cuantificaciones presentadas por los Operadores Petroleros;
- III. Establecer los elementos para calcular la Tasa de Restitución nacional de Reservas, a partir de la incorporación, delimitación y desarrollo de Campos, así como las revisiones con base en la tecnología disponible y conforme a la viabilidad económica de los Planes de Desarrollo para la Extracción;
- IV. Contar cada año con la Clasificación de las Reservas 1P, 2P y 3P de la Nación, así como las categorías de las PD, PDP, PDNP, PND, Probables y Posibles;
- V. Observar la maduración y evolución de las Reservas asociadas a los Planes de Desarrollo para la Extracción;
- VI. Establecer la periodicidad de las certificaciones de Reservas de la Nación asociadas a las Áreas de Asignación y Contractuales, por parte de los Terceros Independientes;
- VII. Determinar la coherencia entre las cuantificaciones de las Reservas asociadas a las Áreas de Asignación y Contractuales realizadas por el Operador Petrolero y su correspondiente certificación por parte de los Terceros Independientes;
- VIII. Promover la independencia y la rotación que los Terceros Independientes deben guardar respecto de las certificaciones de las Reservas asociadas a las Áreas de Asignación o Contractuales, y
- IX. Poner a disposición del CNIH, previa resolución del Órgano de Gobierno de la Comisión, la información y estadística que se obtenga de los reportes de cuantificación de las Reservas de cada Operador Petrolero, así como de los reportes y cartas de certificación de las Reservas de la Nación.

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, reportes y llevar a cabo acciones de supervisión de las Reservas propiedad de la Nación.

Artículo 11. Metodologías y su normatividad. Para el ejercicio de sus atribuciones en materia de Reservas, la Comisión adopta el PRMS para la evaluación y consolidación de Reservas de la Nación. Lo anterior, a efecto de estandarizar el fundamento de referencia para los análisis y estudios de evaluación y verificación de las Reservas.

La adopción de la metodología a que se refiere el presente artículo, tiene por objeto:

- I. Evaluar los informes y reportes realizados por los Operadores Petroleros;
- II. Comparar las estimaciones y evaluaciones realizadas por los Operadores Petroleros y por los Terceros Independientes para poder identificar y cuantificar las diferencias que pudieran existir, causadas por la aplicación de criterios técnicos y de cálculo o por distintos rangos de incertidumbre, y
- III. Establecer criterios de referencia para realizar las revisiones a las estimaciones de cuantificación de Reservas.

La Comisión analizará y evaluará la información en materia de Reservas conforme al PRMS, en su versión en inglés, que se encuentre vigente a la fecha en que los Operadores Petroleros inicien su procedimiento anual de cuantificación.

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, II y III de los Lineamientos, según corresponda:

- I. Los reportes relativos al análisis, estimación, evaluación y la cuantificación de las Reservas que contendrán, al menos, la siguiente información:
 - a) A nivel Campo, el número de Asignación o Contrato, así como la modalidad de este último, en su caso, incluyendo fecha de inicio y terminación;
 - b) La evaluación y cuantificación de las Reservas PD, PDP, PDNP, PND, Probables, Posibles, 1P, 2P y 3P, para cada Área de Asignación o Contractual, por cuenca, Campo, Yacimiento, tipo de fluido, clasificación API, convencional y no convencional, por pozo;
 - c) La descripción general del Plan de Desarrollo para la Extracción asociado a la estimación y cuantificación de las Reservas comprendidas en un Área de Asignación o Área Contractual;
 - d) Tabla comparativa de la cuantificación de las Reservas 1P, 2P y 3P de los Campos certificados asociados a un Área de Asignación o Contractual determinada por los Terceros Independientes y aquéllas sustentadas por los Operadores Petroleros, así como el cálculo porcentual y el volumen o valor de la diferencia entre ambos reportes. En caso de que existan diferencias entre las estimaciones realizadas de conformidad con el criterio señalado en el artículo 23 de los presentes Lineamientos, el Operador Petrolero deberá presentar una explicación por cada Campo que contenga dichas diferencias;
 - e) Los volúmenes brutos de Reservas. De dichos volúmenes se deberán restar las cantidades de Gas Natural que se estiman serán quemadas. Adicionalmente, se especificará el volumen de Aceite o Gas Natural que se estime será consumido en las operaciones y el correspondiente a la reinyección de Gas Natural. Lo anterior, en términos de la normatividad vigente aplicable en materia de aprovechamiento de Gas Natural Asociado;
 - f) La evaluación y cuantificación de las Reservas por Campo, al Límite Económico y a la fecha de término de la Asignación o Contrato. Para las categorías PDP, PD, 1P, 2P y 3P, se hará en consistencia con los precios estimados en el inciso j) de esta fracción;
 - 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 como Recursos Contingentes;
 - h) Perfil de producción histórico por pozo y Campo, así como los pronósticos de producción asociados a las Reservas. Particularmente se deberán contemplar al menos los siguientes elementos:
 - i. El apartado que demuestre el perfil de producción histórico por Campo, y por Yacimiento, a nivel de pozo, a la fecha de evaluación de las Reservas y de acuerdo a la medición de la producción de los Hidrocarburos reportada a la Comisión, y
 - ii. Los pronósticos de producción por Campo y por pozo para cada categoría de Reservas al Límite Económico y a la fecha de término de la Asignación o Contrato para los productos de Aceite, Gas Natural y Condensado, mismos que deben ser consistentes con los Planes de Desarrollo para la Extracción.

- i) La ubicación de los pozos en los Campos a los cuales están referidos los valores de Reservas que se reportan, así como los mapas de acuerdo con las siguientes especificaciones:
 - i. Para el caso de pozos perforados, se identificarán las coordenadas geográficas, donde quedan comprendidas las Reservas 1P;
 - ii. Para el caso de pozos que vayan a ser perforados, se identificarán las coordenadas geográficas donde quedarían comprendidas las Reservas PND, Probables y Posibles, y
 - iii. El Estado de Pozos al 31 de diciembre del Año de Evaluación.
 - j) Los precios por tipo de Hidrocarburo, mismos que se determinarán mediante el promedio aritmético del precio de mercado, observado al primer día de cada mes durante el Año de Evaluación;
 - k) Para la determinación de los indicadores económicos que deberán ser presentados a nivel Campo en las categorías PDP, PD, 1P, 2P y 3P al Límite Económico y a la fecha de término de las Asignaciones o Contratos, así como su fecha de entrega, los cuales deberán corresponder, al menos a lo siguiente:
 - i. Ingresos y egresos;
 - ii. Flujo de efectivo;
 - iii. Valor presente neto;
 - iv. Valor presente de las inversiones;
 - v. Eficiencia de la inversión;
 - vi. Fecha de Límite Económico;
 - l) Currícula y ficha técnica de los responsables del proyecto de certificación, de petrofísica, de ingeniería de Yacimientos, de recuperación avanzada, de producción, de geología y de geofísica que fueron designados por los Terceros Independientes para la certificación de las Reservas de la Nación.
- II. El reporte del análisis, evaluaciones, así como los reportes finales, tanto del Operador Petrolero como del Tercero Independiente, deberán contener el documento que detalle los Campos asociados a Áreas de Asignación o Contractuales, Yacimientos, pozos que comprendan los trabajos de certificación de las Reservas por parte de los Terceros Independientes.
- III. Las cartas de certificación firmadas y apostilladas, en su caso, de las Reservas 1P, 2P y 3P, expedidas por los Terceros Independientes, conforme al Calendario Anual.

Para los casos en que el informe corresponda al segundo o tercer año del Ciclo de Certificación bajo la modalidad a que se refiere el artículo 19, fracción II de los Lineamientos, el Operador Petrolero deberá manifestar bajo protesta de decir verdad que no existe modificación alguna al Plan de Desarrollo para la Extracción.

La información que sea presentada a la Comisión relativa al cumplimiento de los Lineamientos, se hará bajo protesta de decir verdad y con firma autógrafa o electrónica del representante legal del Operador Petrolero de que se trate.

Artículo 13. Premisas y valores para la evaluación económica. Las premisas y valores para la evaluación económica que deberán ser reportados por los Operadores Petroleros, serán a nivel de Campo al cual están vinculadas las Reservas.

Las evaluaciones económicas se realizarán antes de impuestos y al Límite Económico de cada Asignación o Contrato, para ser comparables en la consolidación de las Reservas que cuantifiquen Asignatarios y Contratistas.

Se deberán incluir los precios actualizados conforme lo establece el artículo 12, fracción I, inciso j) de los Lineamientos, de acuerdo con la fecha en que se realizan los reportes respecto a lo siguiente: i) Aceite; ii) Gas Natural; iii) Condensado; iv) costos de operación fijos y variables; e v) inversiones necesarias asociadas al Plan de Desarrollo para la Extracción para pozos, instalaciones, infraestructura, sistemas artificiales, métodos de recuperación avanzada e incorporaciones, entre otros.

Para los casos en que los Campos no cuenten con costos históricos, se deberán justificar los costos utilizados en las evaluaciones económicas y la forma cómo se derivaron. Si se obtiene por analogía a un Campo, se deberá identificar el Campo análogo y la justificación de dicha analogía.

Asimismo, se deberán referir, de acuerdo a las propiedades de los Hidrocarburos, lo siguiente: para la fase del aceite, los grados API y el factor de encogimiento y para la fase gaseosa, la densidad, capacidad calorífica y el factor de encogimiento. Lo anterior, con base a los estándares de calidad reportados a la Comisión en la medición de los Hidrocarburos.

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 II y III, de los Lineamientos, según corresponda.

Artículo 14. De las tasas de descuentos para los indicadores económicos. Las tasas de descuento a las cuales estarán referidos los indicadores económicos señalados en el artículo 12, fracción I, inciso k) serán las establecidas por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público y la contenida en los anexos técnicos, según corresponda. La desagregación de la información de los indicadores económicos se realizará conforme lo establecen los anexos técnicos de los Lineamientos.

Artículo 15. Clasificación de las Reservas estimadas con posterioridad a la fecha de término del Contrato. Los volúmenes de Hidrocarburos estimados a ser producidos con posterioridad a la fecha de terminación del Contrato, deberán ser clasificados como Recursos Contingentes por los Operadores Petroleros, sin embargo, dichos volúmenes serán considerados Reservas para la Nación.

Capítulo II

Del cálculo de la Tasa de Restitución de Reservas

Artículo 16. Del cálculo específico de la Tasa de Restitución de Reservas por Descubrimientos. El cálculo específico de la Tasa de Restitución de Reservas por incorporaciones asociadas a Descubrimientos Comerciales, se realizará con base en la siguiente fórmula:

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

Artículo 17. Del cálculo específico de la Tasa de Restitución de Reservas integral. El cálculo específico de la Tasa de Restitución de Reservas integral se realizará con base en la siguiente fórmula:

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

Artículo 18. Del nivel de desagregación de las Tasas de Restitución de Reservas. El cálculo de las Tasas de Restitución de Reservas por Descubrimientos Comerciales e integral se debe realizar para los productos Aceite, Gas Natural y Petróleo Crudo Equivalente.

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 II, de los Lineamientos.

Capítulo III

Del Ciclo de Certificación de Reservas

Artículo 19. Del Ciclo de Certificación de Reservas de la Nación. El Ciclo de Certificación tendrá una duración de tres años e iniciará una vez que el Operador Petrolero entregue el aviso a que se refiere el artículo 6, fracción I de los Lineamientos.

Al término de los tres años del Ciclo de Certificación, los Operadores Petroleros deberán contar con la certificación del 100 por ciento de las Reservas 1P, 2P y 3P cuantificadas, asociadas a las Áreas de Asignación o Contractuales de las que sean titulares, para lo cual podrán optar por alguna de las siguientes modalidades:

- I. En el primer año del Ciclo de Certificación el Operador Petrolero deberá certificar, a través de Terceros Independientes, al menos el 40 por ciento de las Reservas 1P, 2P y 3P cuantificadas, en el entendido que el porcentaje restante deberá certificarse durante los próximos dos años del Ciclo de Certificación.

Para efectos de coherencia en la evaluación conforme a la presente fracción, la totalidad de las Reservas certificadas en un mismo año, deberán corresponder a un mismo Yacimiento o Campo; o

- II. En el primer año del Ciclo de Certificación el Operador Petrolero deberá certificar, a través de Terceros Independientes, el 100 por ciento de las Reservas 1P, 2P y 3P cuantificadas, asociadas a las Áreas de Asignación y Contractuales.

En caso de optar por esta modalidad, durante los dos años restantes del Ciclo de Certificación, el Operador Petrolero deberá señalar que no existen modificaciones al Plan de Desarrollo para la Extracción en el informe relativo al Año de Evaluación al que se refiere el artículo 6, fracción II de los Lineamientos.

Para los casos en que los Planes de Desarrollo para la Extracción sean objeto de modificación, los Operadores Petroleros deberán certificar el 100 por ciento de las Reservas 1P, 2P y 3P asociadas a las Áreas de Asignación y Áreas Contractuales correspondientes a dicho Plan, en la cuantificación anual inmediata siguiente a la aprobación de la modificación.

Artículo 20. De las obligaciones de los Operadores Petroleros y Terceros Independientes. La Comisión, en el ámbito de su competencia, contará en todo momento con la facultad para requerir directamente a los Operadores Petroleros o a los Terceros Independientes, toda clase de información materia de los Lineamientos.

Para efectos de lo anterior, los Operadores Petroleros y Terceros Independientes deberán:

- I. Permitir el acceso a la Comisión a los sistemas de información en los cuales se registren sus estimaciones y reportes de las Reservas;
- II. Atender los requerimientos de información y participar en audiencias o reuniones de trabajo, conforme a lo dispuesto por los Lineamientos, y demás normativa aplicable, y
- III. Mantener a disposición de la Comisión en todo momento, la información relativa a los informes, memorias de cálculo, reportes o cualquier otra documentación referente a la evaluación, cuantificación o certificación de las Reservas de la Nación de los cinco años anteriores.

Capítulo IV

Del procedimiento anual de cuantificación y certificación de Reservas de la Nación

Artículo 21. Del aviso del comienzo de procedimiento anual de cuantificación y certificación. Los Operadores Petroleros deberán entregar a la Comisión el aviso de comienzo 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 comienzo al procedimiento citado. El aviso referido contendrá, al menos, la información siguiente:

- I. La designación del responsable de más alto rango a cargo de mantener actualizada la información de las Reservas, de solventar los requerimientos de información de la Comisión, así como de realizar acciones de coordinación, evaluación y cuantificación de las mismas para lo cual deberá presentar, en escrito libre, una manifestación bajo protesta de decir verdad, que el responsable cuenta con los conocimientos en actividades de Clasificación, análisis, estimación, evaluación y cuantificación de Reservas;
- II. El listado de las Asignaciones o Contratos correspondientes a los Campos y Yacimientos que comprenderán los trabajos de certificación de Reservas de la Nación, correspondiente al Año de Evaluación;
- III. Particularmente, para los casos en que dicho aviso corresponda al año en que se presentarán trabajos de certificación, se deberá incluir un apartado en el que los Operadores Petroleros manifiesten bajo protesta de decir verdad y de buena fe, que no existen causales, impedimentos o conflicto de interés alguno para la celebración de los contratos entre éstos y los Terceros Independientes, y
- IV. El nombre de los responsables de los Terceros Independientes que estarán al frente de los trabajos de certificación.

Si el aviso del inicio del procedimiento anual de cuantificación y certificación de Reservas no contiene la información o no cumple con los requisitos señalados, la Comisión deberá, en un plazo de diez días hábiles, contados a partir de la recepción del aviso, prevenir por una sola vez a efecto de que subsane la omisión o inconsistencia en un plazo no mayor a cinco días hábiles, contados a partir de la notificación respectiva.

Artículo 22. De la prevención durante la revisión del informe relativo al Año de Evaluación entregado por el Operador Petrolero. Una vez recibido el informe a que se refiere el artículo 6, fracción II de los Lineamientos, la Comisión verificará que éste cumpla con los requisitos del artículo 12 de los mismos. En caso de que la información esté incompleta, presente contradicciones o inconsistencias, la Comisión contará con un plazo de diez días hábiles para prevenir al Operador Petrolero para las Reservas 1P y hasta quince días hábiles para las Reservas 2P y 3P. Por su parte, el Operador Petrolero deberá atender las prevenciones que realice la Comisión en un plazo de cinco días hábiles, contados a partir de la notificación respectiva, sin posibilidad de prórroga.

Una vez atendidas las prevenciones, o cumplidos los plazos antes señalados, la Comisión comenzará la revisión de los reportes que integren el informe del Operador Petrolero.

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

Partiendo de las estimaciones presentadas por el Operador Petrolero, el análisis se enfocará en la identificación y valoración de las diferencias entre las cifras presentadas por éste y el Tercero Independiente por Campo certificado asociado a las Áreas de Asignación o Contractuales en el Año de Evaluación para las Reservas 1P, 2P y 3P, para el producto Petróleo Crudo Equivalente.

Cuando la diferencia absoluta entre las estimaciones de las Reservas en Petróleo Crudo Equivalente al Límite Económico sea menor o igual al diez por ciento para la categoría 1P, y menor o igual al veinte por ciento en las categorías 2P y 3P, la Comisión considerará dentro de su resolución las cifras reportadas por el Operador Petrolero en el informe relativo al Año de Evaluación.

Cuando la diferencia absoluta entre las estimaciones de las Reservas en Petróleo Crudo Equivalente al Límite Económico sea mayor al diez por ciento para la categoría 1P, y mayor al veinte por ciento en las categorías 2P y 3P, la Comisión aplicará el procedimiento establecido en los artículos 24 y 25 de los presentes Lineamientos.

Para la identificación de estas diferencias porcentuales se empleará el criterio que se describe en las siguientes expresiones matemáticas, mismas que se detallan en el anexo técnico II:

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:

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

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, 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.

Durante las audiencias o reuniones de trabajo, el Operador Petrolero y el Tercero Independiente podrán conciliar las diferencias de sus respectivas estimaciones de Reservas.

Para ello, el Operador Petrolero y el Tercero Independiente deberán presentar durante las audiencias o reuniones de trabajo, según lo solicite la Comisión, la siguiente información:

- 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 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.

Adicionalmente a la información antes mencionada, la Comisión podrá solicitar aquella información relacionada en materia de Reservas que se requiera con motivo de las audiencias o reuniones de trabajo y que coadyuve a aclarar las diferencias identificadas entre las estimaciones del Operador Petrolero y del Tercero Independiente. Dicha información se entregará en los plazos y términos establecidos en las audiencias o reuniones de trabajo, según corresponda. La revisión de dicha información se realizará dentro de la ejecución del Calendario Anual, sin exceder la fecha límite para la emisión de la resolución por la que se consolidan las cifras de Reservas por parte de la Comisión.

En caso de que el Operador Petrolero y el Tercero Independiente lleguen a una conciliación no se detonará el mecanismo de revisión establecido en el artículo 28 de los Lineamientos.

Artículo 25. De los resultados de la revisión de la información derivada de las audiencias o reuniones de trabajo. Con base en los resultados de cualquiera de los procedimientos detallados en el artículo anterior, la Comisión deberá:

- I. Establecer una categorización de las diferencias técnicas identificadas, de tal forma que, partiendo de las estimaciones presentadas por los Operadores Petroleros, se puedan desagregar dichas diferencias en distintos rubros y el valor que representan las mismas, en términos del volumen de las Reservas 1P, 2P y 3P;
- II. Consolidar y publicar las cifras de Reservas de la Nación con la información proporcionada por los Operadores Petroleros que presenten en su informe anual de cuantificación de Reservas, y
- III. 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 26. De las audiencias o reuniones de trabajo, distintas a las previstas durante el procedimiento anual de cuantificación y certificación de Reservas. Con independencia de las audiencias o reuniones de trabajo referidas en el artículo 24 de estos Lineamientos, la Comisión podrá celebrar audiencias, o bien, convocar en cualquier momento a los Operadores Petroleros y a los Terceros Independientes, de manera conjunta o por separado, para la celebración de reuniones de trabajo de revisión técnica.

Las audiencias o, en su caso, las reuniones de trabajo se llevarán a cabo con el objeto de aclarar o adicionar el contenido y alcance de la información y los reportes finales entregados. Para tal efecto, la Comisión notificará con al menos tres días hábiles de anticipación a la fecha de la audiencia o reunión los temas específicos a revisar, así como la fecha en que los Operadores Petroleros o los Terceros Independientes deberán presentarse con la información pertinente.

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.

Artículo 28. De la aplicación del mecanismo de revisión. Si a pesar de las audiencias o reuniones de trabajo sostenidas con motivo de las diferencias entre las estimaciones realizadas por el Operador Petrolero y el Tercero Independiente, dichas diferencias no pudieran quedar resueltas, la Comisión instruirá que inicie el mecanismo de revisión únicamente para aquellos Campos que excedan las diferencias absolutas en Petróleo Crudo Equivalente en quince, cincuenta y setenta y cinco millones de barriles para las Reservas 1P, 2P y 3P, respectivamente.

Para iniciar el mecanismo de revisión, la Comisión designará a un Tercero Independiente distinto del que llevó a cabo la certificación de las Reservas cuantificadas por el Operador Petrolero, mismo que será seleccionado de entre aquellos que se encuentren registrados en el Padrón. Los servicios de este Tercero Independiente serán cubiertos por el Operador Petrolero de que se trate.

El Tercero Independiente designado por la Comisión determinará la cifra con mayor certidumbre o reevaluará el Campo de que se trate y, en su caso, dará una nueva cifra de Reservas estableciendo las consideraciones pertinentes, tomando como base el Plan de Desarrollo para la Extracción del Operador Petrolero. La fecha límite para que el Tercero Independiente rinda su opinión a la Comisión será el último día hábil del mes de agosto.

Una vez agotado este mecanismo de revisión, la Comisión emitirá la resolución de la consolidación definitiva de las cifras de Reservas de la Nación, dentro de un plazo que no excederá a la segunda semana del mes de septiembre.

Artículo 29. De las recomendaciones y observaciones para los reportes. La Comisión podrá realizar consultas técnicas con expertos nacionales e internacionales respecto de la información con que cuente, derivada de la aplicación de los Lineamientos. Lo anterior, a fin de emitir observaciones o recomendaciones a los informes relativos a los Años de Evaluación, las cuales deberán ser revisadas por el Operador Petrolero y atendidas en el siguiente procedimiento anual de cuantificación de Reservas.

Capítulo V

Del Padrón de Terceros Independientes y los avisos de contratación

Artículo 30. De los Terceros Independientes. Para llevar a cabo la certificación de Reservas de la Nación, que hayan sido cuantificadas por un Operador Petrolero en los términos de los presentes Lineamientos, los Terceros Independientes que lleven a cabo la certificación respectiva, deberán estar inscritos en el Padrón de la Comisión.

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 aquél sea titular, así como, en su caso, al Tercero Independiente al que hace referencia el artículo 28 de los presentes Lineamientos.

Artículo 31. Del objeto del Padrón. El Padrón a que se refiere el artículo anterior, tiene por objeto llevar el registro de las personas morales que presten servicios de certificación de Reservas de Hidrocarburos en México.

La entrega y registro de la información para la integración del Padrón se realizará en términos de los Lineamientos y mediante el formato que para tal efecto determine la Comisión. Dicho Padrón será público en la página de Internet de la Comisión.

Artículo 32. De los efectos del registro en el Padrón. Únicamente los Terceros Independientes registrados en el Padrón podrán ser contratados por los Operadores Petroleros para certificar las Reservas de la Nación asociadas a una o más Áreas de Asignación o Contractuales de las que estos últimos sean titulares.

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 tres años. Asimismo, los Terceros Independientes que ya se encuentren inscritos en el Padrón y se encuentren realizando trabajos de certificación de Reservas, deberán solicitar la renovación de su registro, con al menos cuarenta y cinco días hábiles previos al vencimiento de la vigencia del mismo.

Tanto la inscripción al Padrón como la renovación del mismo, se podrán realizar de manera personal, o bien, a través de los medios electrónicos que habilite la Comisión.

Para solicitar la inscripción al Padrón, los interesados deberán presentar el formato correspondiente acompañado de los siguientes documentos:

- I. Copia certificada del acta constitutiva que reúna las formalidades jurídicas del lugar de su emisión, o bien, escritura pública inscrita en el registro público de la propiedad y del comercio. En caso de que los instrumentos referidos se encuentren en un idioma distinto al español, deberá presentarse una traducción oficial del mismo;

- II. Copia certificada del instrumento notarial o instrumento jurídico vigente que acredite la personalidad jurídica del representante legal del solicitante y copia simple de su identificación oficial. Adicionalmente, se deberá señalar mediante escrito libre, que dicha representación legal no le ha sido revocada, modificada o limitada en forma alguna a la fecha de entrega de tales documentos. En caso de que los instrumentos referidos se encuentren en un idioma distinto al español, deberá presentarse una traducción oficial de los mismos, debidamente apostillada;
- 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 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. Para los casos en que el interesado no cuente con la experiencia referida en el numeral anterior, podrá presentar alguno de los siguientes documentos:
 - 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 y certificación de Reservas, así como auditoría de Reservas, en términos de lo dispuesto en las fracciones I, II y III anteriores, o
 - b) Currículos 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. Escrito en el que manifieste que cuenta con personal o especialistas en:
 - a) La aplicación del PRMS y con experiencia en materia de cumplimiento de éste;
 - b) La industria petrolera en áreas como exploración, geología, geofísica, ingeniería de Yacimientos, producción, evaluación económica, auditoría de Reservas, entre otras. Los documentos que se presenten deben demostrar que cuentan con experiencia de al menos diez años en estas áreas, y
 - c) La aplicación de las guías internacionales en materia de auditoría de Reservas, tal como la "Reserves Auditing Standards", establecidas por la Sociedad de Ingenieros Petroleros ("Society of Petroleum Engineers").
- VI. Declaración, bajo protesta de decir verdad mediante escrito libre en el que se indique que:
 - a) Observarán la metodología vigente del PRMS, para realizar la evaluación técnica en materia de Clasificación, análisis, estimación, evaluación y certificación de Reservas;
 - b) Cuentan con la capacidad técnica, operativa y de personal para realizar los trabajos de Clasificación, análisis, estimación, evaluación y certificación de las Reservas y, en su caso, las del proyecto en particular, en términos de lo establecido en los artículos 11 y 12 de los Lineamientos;
 - 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, y
 - 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.
- VII. Copia simple del comprobante de pago de los derechos o aprovechamientos a que se refiere el artículo 47 de los presentes Lineamientos.

La Comisión podrá solicitar en cualquier momento el cotejo de los documentos entregados con los documentos oficiales u originales, según corresponda para cada caso.

Para la renovación del registro en el Padrón, previo pago de los aprovechamientos correspondientes, 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 34. De la prevención relativa a las solicitudes de inscripción en el registro del Padrón o de su renovación. Una vez recibida la solicitud a que se refiere el artículo anterior, la Comisión contará con un plazo de diez días hábiles para verificar la información presentada y en caso de que existan faltantes, contradicciones o inconsistencias en la misma, podrá prevenir al interesado por una sola ocasión para que, en un plazo no mayor a diez días hábiles, subsane o aclare lo que a derecho corresponda.

De no atender la referida prevención, la Comisión desechará el trámite, dejando a salvo el derecho de los interesados para volver a presentar su solicitud, previo pago de los aprovechamientos correspondientes.

La Comisión negará a los interesados en definitiva su inscripción o renovación al Padrón cuando exista una resolución judicial firme por la que se condene al solicitante por infracciones, faltas administrativas o por tribunales nacionales o extranjeros, derivadas del ocultamiento o faltas a la verdad en los trabajos realizados en la certificación de Reservas, o bien, en caso de que la Comisión sancione a los registrados por la realización de cualquier conducta que no se lleve a cabo conforme al PRMS, en términos de lo dispuesto por el artículo 42 de estos Lineamientos.

Artículo 35. De la inscripción o renovación del registro en el Padrón. Una vez integrada la documentación e información del solicitante conforme a los artículos 33 y 34 de los presentes Lineamientos, la Comisión contará con un plazo no mayor a veinte días hábiles para resolver la solicitud, la cual, de ser procedente, será notificada al interesado y se publicará su registro o renovación en la página de Internet de la Comisión.

El registro en el Padrón tendrá una vigencia de tres años, 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.

Durante la ejecución de trabajos de certificación de Reservas de la Nación por parte de Terceros Independientes, éstos deberán mantener vigente su registro en el Padrón.

Artículo 36. De la contratación de los Terceros Independientes por parte de los Operadores Petroleros. Una vez notificada o hecha pública la inscripción o renovación al Padrón, los Operadores Petroleros podrán contratar a los Terceros Independientes registrados para la certificación de las Reservas de la Nación asociadas a las Áreas de Asignación o Contractuales de las que sean titulares.

La Comisión deberá notificar a los Operadores Petroleros la baja en el Padrón del Tercero Independiente contratado para realizar los trabajos de certificación de Reservas, para los efectos legales a que haya lugar.

Artículo 37. Del aviso de la elección de Terceros Independientes por parte de los Operadores Petroleros. Previo a la entrega del aviso del inicio del procedimiento anual de cuantificación y al Ciclo de Certificación, el Operador Petrolero deberá dar el aviso a la Comisión de la elección de los Terceros Independientes. Dicho aviso podrá realizarse de manera presencial o vía electrónica mediante escrito libre, para lo cual el Operador Petrolero adjuntará la siguiente información:

- I. El escrito mediante el cual el Operador Petrolero manifieste que la elección del Tercero Independiente:
 - a) Se ajusta a las necesidades de certificación de las Reservas asociadas a las Áreas de Asignación o Contractuales de las que sea titular, según corresponda, en términos de los artículos 11 y 12 de los Lineamientos, y
 - b) Da cumplimiento a lo establecido en el artículo 30 de los Lineamientos.
- II. Número de Campos y volumen de Reservas a certificar asociadas a un Área de Asignación o Contractual, y
- III. Identificación del responsable oficial y datos de contacto con la Comisión.

Por su parte, la Comisión revisará la información remitida y, en su caso, prevendrá por única ocasión al Operador Petrolero, en un plazo máximo de cinco días hábiles contados a partir de que se reciba el aviso, sobre los faltantes o inconsistencias relacionadas con la documentación remitida. Derivado de lo anterior, el Operador Petrolero contará con un plazo de diez días hábiles para remitir la información faltante o atender las observaciones respectivas.

Dicha información será utilizada por la Comisión para realizar las evaluaciones y el seguimiento a las actividades de certificación que realizarán los Terceros Independientes, conforme a lo establecido en el artículo 42 de los presentes Lineamientos.

Artículo 38. De las posibilidades de contratación de Terceros Independientes. Los Operadores Petroleros que sean titulares de dos o más Áreas de Asignación o Contractuales podrán contratar a uno o más Terceros Independientes 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. Del aviso de la firma de los contratos celebrados entre el Operador Petrolero y los Terceros Independientes. 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. Asimismo, deberán notificar por escrito a la Comisión en un plazo de diez días hábiles, la modificación o terminación anticipada de los mismos.

Artículo 40. De las prohibiciones relativas a la contratación de Terceros Independientes. Concluido el Ciclo de Certificación de los Campos asociados a una determinada Área de Asignación o Contractual, los Operadores Petroleros no podrán celebrar contratos de servicios para el Ciclo de Certificación inmediato siguiente con el mismo Tercero Independiente que los certificó.

Artículo 41. De las obligaciones específicas para los Terceros Independientes. Los Terceros Independientes deberán:

- I. Atender las notificaciones y requerimientos de la Comisión relativos a los reportes y certificaciones de las Reservas de la Nación que hayan realizado;
- II. Resguardar toda la información que reciban con motivo de la ejecución de sus trabajos y no transferirla a personas ajenas al Operador Petrolero con el que celebró el contrato de servicios;
- III. Asumir, tanto los Terceros Independientes, como su personal, la obligación de guardar la confidencialidad de toda la información que éstos obtengan o generen durante y después de la realización de los estudios y reportes de certificación de Reservas de la Nación, y
- IV. Atender las audiencias y reuniones de trabajo que requiera la Comisión.

Los Terceros Independientes que presten servicios relativos a la certificación de Reservas, serán responsables ante la Comisión respecto del contenido e información de los reportes, estudios y demás documentos que sustenten las certificaciones de Reservas que elaboren.

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 Independientes seleccionados 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, ésta 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.

En el caso de que el resultado del procedimiento administrativo de evaluación derive en la determinación de conductas contrarias a las establecidas en el PRMS por parte del Operador Petrolero o por el Tercero Independiente, la Comisión podrá determinar, en su caso, la necesidad de ordenar la contratación, a costa y cargo del Operador Petrolero, de otro Tercero Independiente, en cualquier etapa en la que se encuentre el Ciclo de Certificación de las Reservas de la Nación, así como la baja del Padrón del Tercero Independiente.

Sin detrimento de lo anterior, con base en las evaluaciones realizadas, la Comisión podrá designar a otro Tercero Independiente para hacer evaluaciones de validación propias.

Título III

De la supervisión, seguimiento del cumplimiento y sanciones

Capítulo I

De la supervisión y seguimiento del cumplimiento de los Lineamientos

Artículo 43. De la supervisión para el cumplimiento de los Lineamientos. En la interpretación y supervisión del cumplimiento de los Lineamientos, la Comisión podrá instaurar, tramitar y resolver los procedimientos administrativos que correspondan. Lo anterior, conforme a lo establecido en la Ley de Hidrocarburos, la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, la Ley Federal de Procedimiento Administrativo, el Reglamento de la Ley de Hidrocarburos y las demás disposiciones aplicables en la materia.

Artículo 44. Acciones de supervisión del cumplimiento de los Lineamientos. La Comisión podrá realizar las siguientes acciones de supervisión del cumplimiento de los presentes Lineamientos, sin perjuicio de otras que le competan, conforme a las disposiciones jurídicas aplicables:

- I. Convocar al personal autorizado o representantes de los Operadores Petroleros y Terceros Independientes a la celebración de audiencias o reuniones de trabajo de revisión técnica materia de los Lineamientos;
- II. Requerir a los Operadores Petroleros o Terceros Independientes todo tipo de información o documentación relacionadas con las Reservas y verificar la misma;
- III. Acceder de forma remota o dentro de las instalaciones de los Operadores Petroleros, a las bases de datos, los programas y sistemas relacionados con la materia de los Lineamientos, y
- IV. Ordenar o realizar cualquier auditoría de manera directa a la información y los reportes entregados por los Operadores Petroleros y Terceros Independientes, materia de los Lineamientos.

Capítulo II

De las sanciones y principios que rigen la actuación de la Comisión

Artículo 45. De las sanciones que podrá imponer la Comisión. Las infracciones a los Lineamientos, serán sancionadas de conformidad con la Ley de Hidrocarburos y el procedimiento establecido en su Reglamento. Lo anterior, sin perjuicio de las demás sanciones que les sean aplicables en términos de la normatividad correspondiente.

Artículo 46. De los principios que rigen las actuaciones de la Comisión. Todos los actos previos y aquellos que deriven del cumplimiento de los Lineamientos, se sujetarán a las normas aplicables en materia de transparencia y combate a la corrupción.

La actuación de los servidores públicos en el ejercicio de sus atribuciones y facultades que se lleven a cabo al amparo de los Lineamientos, se sujetará a los principios de legalidad, honradez, imparcialidad, buena fe y eficiencia.

Capítulo III

De las obligaciones fiscales

Artículo 47. De las obligaciones en materia fiscal. Los Asignatarios, Contratistas e Interesados en integrar el Padrón de Terceros Independientes, deberán pagar los derechos o aprovechamientos que, en términos de la legislación fiscal, se establezcan por concepto de la evaluación técnica que deba realizar la Comisión para la Consolidación de Reservas, así como por la inscripción o renovación del registro en el Padrón de Terceros Independientes, respectivamente.

Transitorios

PRIMERO. Los presentes Lineamientos entrarán en vigor al día siguiente de su publicación en el Diario Oficial de la Federación.

SEGUNDO. Se abrogan los Lineamientos que regulan el procedimiento de cuantificación y certificación de Reservas de la Nación y el informe de los recursos contingentes relacionados, publicados en el Diario Oficial de la Federación el 13 de agosto de 2015, así como sus modificaciones publicados en el Diario Oficial de la Federación el 15 de abril de 2016.

Asimismo, se abroga el Oficio por el que se dan a conocer los anexos I y II y el formato de los Lineamientos que regulan el procedimiento de cuantificación y certificación de reservas de la Nación y el informe de los recursos contingentes relacionados, publicados el 13 de agosto de 2015 mismo que se publicó en el Diario Oficial de la Federación el 2 de octubre de 2015.

Adicionalmente, el Formato de Solicitud de Inscripción o Renovación al Padrón de Terceros Independientes en materia de Reservas, sustituye al formato de solicitud de inscripción al padrón de terceros independientes en materia de reservas, establecido en el ACUERDO CNH.E.02.002/17, por el que la Comisión Nacional de Hidrocarburos emite los formatos oficiales para la entrega de la información o

documentación correspondiente a las solicitudes, autorizaciones, avisos, notificaciones, informes y reportes relacionados con la regulación que en los propios formatos se indica, publicado en el Diario Oficial de la Federación el 15 de marzo de 2017.

TERCERO. Las resoluciones emitidas o procedimientos administrativos iniciados respecto a los Ciclos de Certificación, la procedencia de solicitudes, avisos, procesos de revisión y en su caso de sanción, iniciados al amparo de los Lineamientos referidos en el Transitorio Segundo de los presentes Lineamientos, continuarán su curso, hasta el término de éstos, siendo la regulación aplicable para dichos procedimientos y resoluciones los referidos Lineamientos.

CUARTO. Los Terceros Independientes que a la fecha de publicación de los presentes Lineamientos se encuentren inscritos en el Padrón, deberán solicitar la actualización de su registro de conformidad con lo establecido en los artículos 33 a 35 de los Lineamientos y para ello, tendrán hasta el 30 de abril de 2018; transcurrido dicho plazo sin que el Tercero Independiente hubiera realizado la solicitud de actualización del registro en el Padrón, el mismo perderá su validez a partir del 1o. de mayo de 2018.

QUINTO. Petróleos Mexicanos deberá realizar la cuantificación de las Reservas asociadas a las Áreas de Asignación, así como de aquellos Campos que no cuenten con un título de Asignación o Contrato, para los años de Evaluación en que las referidas Asignaciones y Campos mantengan dicha característica.

SEXTO. Para efectos de la cuantificación de las Reservas, Petróleos Mexicanos podrá reconocer o documentar los valores de Reservas hasta el Límite Económico que correspondan a los Campos asociados a las Asignaciones de las que es titular, así como de las Asignaciones tipo "AR", mientras éstas mantengan dicha característica, para las categorías 1P, 2P y 3P.

SÉPTIMO. Para la cuantificación de las Reservas asociadas a las Áreas de Asignación o Áreas Contractuales que no cuenten con un Plan de Desarrollo para la Extracción, en cualquiera de los siguientes casos: migración a contrato con o sin socio, que haya cambiado de Operador Petrolero y cuente con producción y aquellos que se encuentren en proceso de modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción; podrán conservar la última cifra reportada a esta Comisión, descontando, en su caso, la producción del periodo correspondiente al Año de Evaluación. Cuando dicha cifra no haya sido actualizada dentro de los tres años contados a partir de su último registro, no será considerada para la consolidación de las Reservas de la Nación.

OCTAVO. Sin perjuicio de lo dispuesto en el artículo 6 de los presentes Lineamientos, los Operadores Petroleros que estén en condiciones de reportar la cuantificación y certificación de Reservas correspondientes al Año de Evaluación 2017 asociadas a las Áreas Contractuales de las que sean titulares, podrán hacerlo mediante la presentación de lo siguiente:

- I. A más tardar el último día hábil de enero de 2018, el aviso de elección del Tercero Independiente al que hace referencia el artículo 37 de los Lineamientos;
- II. Aviso de comienzo del procedimiento anual de cuantificación y certificación de Reservas de la Nación, dentro de los dos días hábiles posteriores al aviso que se refiere en la fracción I, conforme al artículo 21 de los Lineamientos; y
- III. Copia del contrato suscrito con el Tercero Independiente, conforme lo dispuesto en el artículo 39 de los presentes Lineamientos.

Sin detrimento de lo anterior, los Operadores Petroleros deberán entregar el informe relativo al Año de Evaluación conforme a los plazos establecidos en el artículo 6, fracción II.

NOVENO. Por lo que respecta al Año de Evaluación 2017, la Comisión emitirá, en su caso, las resoluciones sobre las cifras de Reservas conforme a lo siguiente:

- I. A más tardar el último día hábil del mes de marzo de 2018, para las Reservas 1P, y
- II. A más tardar el último día hábil del mes de mayo de 2018, para las Reservas 2P y 3P.

Ciudad de México, a 14 de noviembre de 2017.- Comisionados Integrantes del Órgano de Gobierno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos: el Comisionado Presidente, **Juan Carlos Zepeda Molina**.- Rúbrica.- Los Comisionados: **Alma América Porres Luna, Sergio Henrivier Pimentel Vargas, Héctor Alberto Acosta Félix, Gaspar Franco Hernández**.- Rúbricas.

Anexo I**Reporte del Operador Petrolero**

El presente anexo detalla la información referente al Plan de Desarrollo para la Extracción correspondiente a cada Área de Asignación o Contractual de las que sea titular, de acuerdo con el formato establecido por la Comisión.

- I. Descripción general del Plan de Desarrollo para la Extracción que sustenta las Reservas asociadas a un Área de Asignación o Área Contractual.
- II. Mapa estructural donde se visualice la ubicación de los pozos y localizaciones por categoría de Reservas en los Yacimientos y Campos comprendidos en el Área de Asignación o Área Contractual. Adicionalmente dichos mapas deberán presentarse en formato shape file (.dbf, .pjr, .sbn, .sbx, .xml .shx).
- III. Reservas de Hidrocarburos en todas sus categorías al 1 de enero del año de presentación del informe.
- IV. Producción acumulada de Aceite y Gas Natural al 31 de diciembre del Año de Evaluación.
- V. Comparativo de Reservas respecto al Año de Evaluación anterior y las razones de la variación.
- VI. Evolución histórica de las Reservas 1P, 2P, 3P de Aceite, Gas Natural y Petróleo Crudo Equivalente.
- VII. Factor de equivalencia de Gas Natural a Petróleo Crudo Equivalente.

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

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:

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

Información requerida a nivel de Asignación o Contrato

- I. Modelo de Contrato
- II. Tipo de área
- III. Fecha de inicio, modificación y terminación
- IV. Fecha de la última certificación y nombre del Tercero Independiente que la realizó

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)

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.

Información a ser considerada en los reportes de volumen original

Asimismo, la información que deberá reportarse a nivel Yacimiento y que deberá estar disponible a solicitud de la Comisión será la siguiente:

- I. Área del Yacimiento
- II. Espesor neto promedio
- III. Porosidad promedio
- IV. Saturación de agua promedio
- V. Factor de volumen del Gas Natural y Aceite inicial promedio (Volumen a condiciones de Yacimiento/Volumen a condiciones estándar) según el tipo de Yacimiento
- VI. Relación inicial Gas disuelto Aceite
- VII. Relación inicial Condensado Gas
- VIII. Volumen original de Aceite a condiciones atmosféricas
- IX. Volumen original de Gas Natural a condiciones atmosféricas

La información general a nivel de Yacimiento

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.** Parámetros petrofísicos de corte:
 - i. Volumen de arcilla
 - ii. Porosidad efectiva
 - iii. Saturación de agua
- XXI.** Poder calorífico del Gas Natural
- XXII.** Factores de recuperación actuales y finales esperados de Aceite y Gas Natural
- XXIII.** Densidad API
- XXIV.** Clasificación API de acuerdo a lo siguiente:

Clasificación por grados API	
Superligero	$39.0 < \text{API}$
Ligero	$31.1 < \text{API} \leq 39.0$
Mediano	$22.3 < \text{API} \leq 31.1$
Pesado	$10.0 < \text{API} \leq 22.3$
Extrapesado	$\text{API} \leq 10.0$

- XXV.** Proceso de recuperación secundaria y mejorada
- XXVI.** Los volúmenes de Reservas por categoría, asociados a los procesos de recuperación secundaria y mejorada reportados
- XXVII.** Método utilizado para la estimación del volumen original de Aceite y Gas Natural

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.

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

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.
 - 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

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.

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:

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

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

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

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.

De la información de los Yacimientos descubiertos

La información que deberá presentarse para las categorías de reservas: 1P, 2P y 3P, para los productos de Aceite, Gas Natural y Petróleo Crudo Equivalente en la elaboración de los reportes es la siguiente:

- I. Cuenca
- II. Campo

- III. Yacimiento
- IV. Tipo de Yacimiento
- V. Formación
- VI. Periodo geológico
- VII. Pozo
- VIII. Densidad API
- IX. Coordenadas por pozo conductor y objetivo (geográficas y UTM ITRF08 época 2010.0 asociado al elipsoide GRS80)
- X. Volumen original de Aceite a condiciones atmosféricas
- XI. Volumen original de Gas Natural a condiciones atmosféricas

Información de la ubicación de pozos

Los Operadores Petroleros deberán elaborar un reporte con la ubicación de los pozos en los Campos a los cuales están referidos los valores de Reservas que se están reportando, de acuerdo con las siguientes especificaciones:

- 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.

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.

Indicadores económicos que deberán reportarse antes de impuestos

- I. Ingresos y egresos
- 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

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
- III. Abandono (pozos)

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.

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.

Anexo III

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, en los formatos que para tal efecto emite.

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.

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 contenidos en las Áreas de Asignación o Áreas Contractuales que está certificando, mostrando un mapa de localización.
- II. Descripción general de los aspectos geológicos, anexando la columna estratigráfica generalizada de la región.

- III. Descripción general de la metodología utilizada para el cálculo del volumen original.
- IV. Descripción general de la metodología utilizada para la certificación para cada una de las categorías de Reservas.
- V. Curva del pozo tipo y una descripción del método de estimación, en su caso.
- VI. Recuperación final estimada (EUR) promedio por pozo y la total a nivel de Campo por categoría de Reservas.

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

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)

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.

Información a ser considerada en los reportes de volumen original

Asimismo, la información que deberá reportarse a nivel Yacimiento y que deberá estar disponible a solicitud de la Comisión será la siguiente:

- I. Área del Yacimiento
- II. Espesor neto promedio
- III. Porosidad promedio
- IV. Saturación de agua promedio

- V. Factor de volumen del Gas y Aceite inicial promedio (Volumen a condiciones de Yacimiento/Volumen a condiciones estándar) según el tipo de Yacimiento
- VI. Relación inicial Gas disuelto Aceite original
- VII. Volumen original de Aceite a condiciones atmosféricas
- VIII. Volumen original de Gas Natural a condiciones atmosféricas

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
- XXVIII. Densidad API
- XXIX. Clasificación API de acuerdo a lo siguiente:

Clasificación por grados API	
Súper-ligero	$39.0 < \text{API}$
Ligero	$31.1 < \text{API} \leq 39.0$
Mediano	$22.3 < \text{API} \leq 31.1$
Pesado	$10.0 < \text{API} \leq 22.3$
Extra-pesado	$\text{API} \leq 10.0$

- XXII. Proceso de recuperación secundaria y mejorada
- XXIII. Los volúmenes de Reservas por categoría, asociados a los procesos de recuperación secundaria y mejorada reportados
- XXIV. Método utilizado para la estimación del volumen original de Aceite y Gas Natural

Métodos de estimación de Reservas

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

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

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.

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

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
- III. Abandono (pozos)

gob.mx

Comisión Nacional de Hidrocarburos

Formato de Solicitud de Inscripción o Renovación al Padrón de Terceros Independientes en materia de Reservas

Homoclave del formato	Fecha de publicación del formato en el DOF
	DD MM AAAA
Lugar en que se presenta el trámite	Fecha en que se presenta el trámite
	DD MM AAAA

Antes de iniciar el llenado, lea las instrucciones correspondientes.

Si alguno de los datos o archivos no puede ser desarrollado dentro del presente Formato, adjuntar dicho documento.

Sección 1. Datos generales de la Compañía (Artículos 15 y 35, fracción II de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo)	
1. Denominación o razón social:	
2. RFC, cédula o clave fiscal del país de origen:	3. Folio Mercantil o datos de registro:
4. Domicilio para notificaciones: Calle, número exterior, número interior, colonia, ciudad o delegación, entidad y código postal:	
5. Nombre(s) completo(s) del representante legal:	
6. Documento oficial de identificación del representante legal: Pasaporte ☐ Credencial para votar ☐ Cédula Profesional ☐	7. Número o folio del documento oficial de identificación del representante legal:
8. Autorización expresa para utilizar el correo electrónico en comunicaciones oficiales con la CNH. Sí ☐ No ☐	9. Correo electrónico para recibir comunicaciones con la Comisión.
10. Número telefónico que incluya la clave lada del país.	11. Tipo de trámite Inscripción ☐ Renovación ☐

Sección 2. Experiencia e historial de la compañía		
I. EXPERIENCIA	Sí	No
1. Cuenta con la experiencia de al menos diez años a nivel nacional o internacional en actividades de clasificación, análisis, estimación, evaluación y certificación de Reservas, así como auditoría de Reservas internas o externas. (Artículo 33, fracción III de los Lineamientos)		
2. De no contar con la experiencia requerida, presenta: (Artículo 33, fracción IV de los Lineamientos)		
a) Contrato de asociación con un interesado que demuestre al menos diez años de experiencia, desempeñando actividades de Clasificación, análisis, estimación, evaluación, y certificación de Reservas, así como auditoría de Reservas.		
b) Copia de los currículos y 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		

MÉXICO
GOBIERNO DE LA REPÚBLICASENER
SECRETARÍA DE ENERGÍACOFIMER
Comisión Federal de
de HidrocarburosCNH
Comisión Nacional de
de Hidrocarburos

Contacto: Av. Patriotismo 580,
 Colonia Nonoalco, Benito Juárez.
 Ciudad de México, C.P. 03700
 Tel. (55) 4774 6500 Ext. 8543 y 8614



Comisión Nacional de Hidrocarburos

de Reservas, con experiencia de al menos diez años.

Sección 2. Experiencia e historial de la compañía (Continuación)

I. EXPERIENCIA	Si	No
3. Cuenta con personal o especialistas en: (Artículo 33, fracción V de los Lineamientos)		
a) Aplicación del PRMS y experiencia en materia de su cumplimiento.		
b) Experiencia de al menos diez años en áreas de la industria petrolera tales como: exploración, geología, geofísica, ingeniería de yacimientos, producción, evaluación económica, auditoría de Reservas, entre otras.		
c) Aplicación de las guías internacionales en materia de auditoría de Reservas; por ejemplo, la "Reserves Auditing Standards", establecidas por la Sociedad de Ingenieros Petroleros ("Society of Petroleum Engineers"), entre otros.		
4. Declara de buena fe y bajo protesta de decir verdad que: (Artículo 33, fracción VI de los Lineamientos)		
a) Observará la metodología vigente del PRMS, para realizar la evaluación técnica en materia de Clasificación, análisis, estimación, evaluación y certificación de la cuantificación de Reservas.		
b) Cuentan con la capacidad técnica, operativa y certificaciones de personal para realizar los trabajos de Clasificación, análisis, estimación, evaluación y certificación de las Reservas.		
c) 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) 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.		

Sección 3. Documentos que deben adjuntarse a la solicitud

Documentos que deben adjuntarse a la solicitud de inscripción al padrón de terceros independientes en materia de reservas (Artículo 33 de los Lineamientos)

I. DOCUMENTOS	Si	No
1. Copia certificada del acta constitutiva o escritura pública inscrita en el Registro Público de la Propiedad y de Comercio en idioma español (Artículo 33 fracción I de los Lineamientos)		
2. Copia certificada del instrumento notarial o jurídico vigente que acredite la personalidad jurídica del representante legal en idioma español (Artículo 33 fracción II de los Lineamientos)		
3. Copia simple de identificación oficial del representante legal (Artículo 33 fracción II de los Lineamientos)		
4. Copia simple del comprobante de domicilio, el cual deberá coincidir con el registrado en la solicitud de Inscripción o Renovación (Artículo 15 de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo)		
5. Escrito libre en el que el representante legal manifieste que su representación no ha sido revocada, modificada o limitada en forma alguna, a la fecha de entrega de la solicitud para el registro al Padrón, en idioma español (Artículo 33 fracción II de los Lineamientos)		
6. Escrito libre, en idioma español, donde se describa el perfil e historial de la compañía, manifieste la experiencia de al menos diez años a nivel nacional o internacional en actividades de Clasificación, análisis, estimación, evaluación y certificación de Reservas, así como auditoría de Reservas internas o externas, y la descripción de los principales trabajos realizados (Artículo 33 fracción III de los Lineamientos)		
7. Copia simple de las carátulas de los contratos de servicios relevantes que, en su caso, correspondan en materia de Reservas y auditorías de Reservas. (Artículo 33 fracción III de los Lineamientos)		
8. Para los casos en que el interesado no cuente con la experiencia mínimo de diez años, podrá presentar alguno de los siguientes documentos (Artículo 33 fracción IV de los Lineamientos):		
a) Contrato de asociación, con las formalidades jurídicas aplicables al caso, con un interesado que demuestre al menos diez años de experiencia, en actividades de Clasificación, análisis, estimación, evaluación y certificación de la cuantificación de Reservas, así como auditoría de Reservas; o		


SENER
SECRETARÍA DE ENERGÍA



Contacto: Av. Patriotismo 580,
 Colonia Nonoalco, Benito Juárez.
 Ciudad de México. C.P. 03700
 Tel. (55) 4774 6500 Ext. 8543 y 8614



Comisión Nacional de Hidrocarburos

- b) Currículos 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 la cuantificación de Reservas, así como auditoría de Reservas, con experiencia de al menos diez años.

Sección 3. Documentos que deben adjuntarse a la solicitud (Continuación)

I. DOCUMENTOS		SI	No
9. Escrito en el que manifieste que cuenta con personal o especialistas en: (Artículo 33 fracción V de los Lineamientos)			
a) La aplicación de la metodología PRMS y con experiencia en materia de cumplimiento;			
b) Experiencia en la industria petrolera en áreas como exploración, geología, geofísica, ingeniería de Yacimientos, producción, evaluación económica, auditoría de Reservas, entre otras. Este rubro debe venir acompañado de los currículos y copia de los certificados vigentes del personal capacitado, donde se demuestren algunas de las áreas antes mencionadas.			
c) La aplicación de las guías internacionales en materia de auditoría de Reservas, tal como la "Reserves Auditing Standards", establecidas por la Sociedad de Ingenieros Petroleros ("Society of Petroleum Engineers").			
10. Declaración bajo protesta de decir verdad mediante escrito libre en el que se indique que: (Artículo 33 fracción VI de los Lineamientos)			
a) Observarán la metodología vigente del PRMS, para realizar la evaluación técnica en materia de Clasificación, análisis, estimación, evaluación y certificación de la cuantificación de Reservas;			
b) Cuentan con la capacidad técnica, operativa, de personal y certificaciones para realizar los trabajos de Clasificación, análisis, estimación, evaluación y certificación de las Reservas y, en su caso, las del proyecto en particular, en términos de lo establecido en los artículos 11 y 12 de los Lineamientos;			
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, y			
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.			
11. Copia simple del comprobante de pago por concepto de inscripción o renovación al Padrón de Terceros Independientes en materia de Reservas (Artículo 33 fracción VII de los Lineamientos)			

Por medio del presente formato, el solicitante manifiesta la voluntad de formar parte del padrón de Terceros Independientes en materia de Reservas, por lo que se compromete a remitir a la Comisión Nacional de Hidrocarburos la información que ésta le pueda requerir con la finalidad de constituir el expediente del solicitante, mismo que será referente para las contrataciones con los Operadores Petroleros en materia de clasificación, análisis, estimación, evaluación y certificación de Reservas de la Nación.

Nombre del solicitante	Firma autógrafa	Fecha (DD/MM/AAAA)







Contacto: Av. Patriotismo 580,
 Colonia Nonoalco, Benito Juárez.
 Ciudad de México. C.P 03700
 Tel. (55) 4774 6500 Ext. 8543 y 8614

gob.mx

Comisión Nacional de Hidrocarburos

Instructivo de llenado

Sección 1. Datos Generales de la compañía: Solo lo deben llenar las personas morales.

Denominación o razón social: Anote la denominación o razón social completa y vigente de la compañía.

Registro Federal de Contribuyentes (RFC), cédula o clave fiscal del país origen: Anote los caracteres del Registro Federal de Contribuyentes con su homoclave o los datos que correspondan conforme al documento presentado.

Folio mercantil o datos de registro: Anote el número de folio mercantil o datos de registro de la compañía.

Domicilio para notificaciones: Anote el domicilio completo de la compañía para recibir notificaciones.

Nombre(s) completo(s) del representante legal: Anote el nombre completo del representante legal de la compañía, quien atenderá la comunicación con las Autoridades Mexicanas.

Documento oficial de identificación del representante legal: Marcar el recuadro correspondiente del documento con el que se identifica el representante legal.

Número o folio del documento de identificación del representante legal: Anote el número de pasaporte o folio de la credencial para votar o cédula profesional, según sea el caso.

Autorización expresa para utilizar el correo electrónico en comunicaciones oficiales con la CNH: El representante legal deberá seleccionar la casilla, según sea el caso, si selecciona la opción NO, las comunicaciones entre la Comisión Nacional de Hidrocarburos y el solicitante, deberá ser de manera personal o por edicto.

Correo electrónico para recibir comunicaciones con la Comisión: Solo en caso de haber seleccionado la opción Sí, en el numeral anterior, anote con claridad el correo electrónico en el que se desea recibir comunicaciones con la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

Número telefónico que incluya la clave lada del país: Anote el número telefónico con la clave lada del país, ciudad y número, aclarando si es teléfono fijo o celular, en donde pueda ser localizado.

Tipo de trámite: Marcar el recuadro correspondiente de acuerdo al tipo de trámite a realizar.

Sección 2. Experiencia e historial de la compañía. (Artículo 33, fracciones III, IV, V y VI de los Lineamientos)

En esta sección marque Sí o No según sea el caso.

Sección 3. Documentos que deben adjuntarse a la solicitud.

En esta sección marque Sí o No según sea el caso

Nota:

Las copias de los certificados se cubren mediante constancias, diplomas, reconocimientos, documentos que demuestren pertenecer en asociaciones petroleras.

La Comisión podrá solicitar en cualquier momento el cotejo de los documentos entregados con los documentos oficiales u originales, según corresponda para cada caso.

Solicitud de Renovación al Padrón de Terceros Independientes en materia de Reservas (Artículo 33 de los Lineamientos)

Para la *renovación* del registro en el Padrón de Terceros Independientes en materia de Reservas, previo pago de los aprovechamientos correspondientes, los Terceros Independientes deberán manifestar, mediante escrito libre, suscrito y firmado por el representante legal de la compañía, 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 establecido en el artículo 33 de los Lineamientos que regulan el procedimiento de cuantificación y certificación de Reservas de la Nación.

Fundamento Jurídico: Artículo 33 de los Lineamientos que regulan el procedimiento de cuantificación y certificación de Reservas de la Nación y los artículos 15 y 35 de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo.