

COMISION NACIONAL DE HIDROCARBUROS

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.

Al margen un sello con el Escudo Nacional, que dice: Estados Unidos Mexicanos.- Comisión Nacional de Hidrocarburos.- Secretaría Ejecutiva.- Oficio No. 220.1523/2015.

Asunto: Publicación de anexos y 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.

CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ, en mi carácter de Secretaria Ejecutiva de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, y con fundamento en los artículos 1, 2, fracción III y 43 Ter de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal; 2, fracción I, 3, 5, 22, fracciones VIII y XI, 25, fracciones V, VII, y XI, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 4 y demás relativos a la Ley Federal de Procedimiento Administrativo; 10, fracción III, 18, fracciones I, inciso a. y IX, y 21, fracciones X y XXVI del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos y en cumplimiento al Acuerdo CNH.E.27.001/15 adoptado por el Órgano de Gobierno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos en su sesión Vigésima Séptima Extraordinaria, hago del conocimiento del público en general, para los efectos a que haya lugar, los anexos I y II, y el formato que forman parte 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 en el Diario Oficial de la Federación el 13 de agosto de 2015. Dichos anexos y formato se refieren y se transcriben a continuación:

- I. **Anexo I.** Información que entregarán los Operadores Petroleros a la Comisión, para el procedimiento de cuantificación y certificación de Reservas de la Nación e informe de los Recursos Contingentes Relacionados. El Anexo detalla la información que será entregada por los Operadores Petroleros a la Comisión relativa al Año de Evaluación.
- II. **Anexo II.** Información que los Operadores Petroleros entregarán a la Comisión correspondiente a los Terceros Independientes en materia de certificación de Reservas de la Nación. El Anexo detalla la información que será entregada a la Comisión por los Operadores Petroleros correspondiente a los Terceros Independientes.
- III. **Formato.** Solicitud de inscripción para registro al padrón de Terceros Independientes en materia de Reservas, e instructivo de llenado correspondiente.

Anexo I

Información que entregarán los Operadores Petroleros a la Comisión, para el procedimiento de cuantificación y certificación de Reservas de la Nación e informe de los Recursos Contingentes Relacionados

El presente Anexo detalla la información que será entregada por los Operadores Petroleros a la Comisión relativa al año de evaluación.

Reporte del Operador Petrolero:

- I. Información general del Operador Petrolero.
- II. Lista de Asignación, Contrato o agrupación de los mismos, correspondiente a los campos que comprenderán los trabajos de certificación de Reservas por parte de los Terceros Independientes, de tal forma que pueda consolidarse la información de las Reservas cuantificadas por los Operadores Petroleros.
- III. Descripción la comercialización de la producción, de las instalaciones (mapas), capacidad de transporte y almacenamiento de los hidrocarburos.
- IV. Evolución histórica de las Reservas 1P, 2P, 3P de Aceite, Gas y Petróleo Crudo Equivalente.
- V. Descripción de los descubrimientos en el Año de Evaluación.
- VI. Balance de las Reservas y Tasa de restitución integral y por Descubrimientos para los productos Aceite, Gas y Petróleo Crudo Equivalente, con una descripción detallada de los campos que generan las variaciones en las categorías de Reserva 1P, 2P y 3P.
- VII. Reservas de hidrocarburos en todas sus categorías en el Año de Evaluación.
- VIII. Comparativo de Reservas respecto al año anterior y las razones de la variación.
- IX. Producción acumulada de Aceite y Gas al 31 de diciembre del Año de Evaluación.
- X. Fundamento que sustenta la selección de los escenarios de precios y costos, y una descripción de la fuente de los costos operativos y de extracción utilizados en las corridas económicas.

Información requerida para la cuantificación anual de Reservas e informe de los Recursos Contingentes que los Operadores Petroleros entregarán de acuerdo al formato establecido 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. Entidad Federativa
- II. Cuenca
- III. Asignación o Contrato
- IV. Campo
- V. Yacimiento
- VI. Pozo o Grupo de Pozos

Información requerida a nivel de Asignación o Contrato

- I. Número de Contrato o Asignación
- II. Modelo de Contrato (Producción compartida, licencia, utilidad compartida o servicios)
- III. Tipo de Asignación.
- IV. Fecha de inicio, modificación y terminación
- V. 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

Los productos que deberán presentarse en los reportes serán en función del tipo de yacimiento y de acuerdo a la siguiente lista:

- I. Aceite
- II. Gas
- III. Condensado
- IV. Líquidos de planta
- V. Gas seco
- VI. Gas seco equivalente a líquido
- VII. Petróleo Crudo Equivalente

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 A (acres y Km²)
- II. Espesor Promedio h (pies y metros)
- III. Porosidad Promedio Φ (fracción)
- IV. Permeabilidad (mD)
- V. Saturación de agua promedio Sw (fracción)
- VI. Factor de volumen del Gas y Aceite Bg o Bo promedio (Volumen a condiciones de Yacimiento/Volumen a condiciones estándar) según el tipo de Yacimiento
- VII. Relación inicial Gas Disuelto Aceite Original (Rsi) MMPC/MB
- VIII. Volumen Original de Aceite a condiciones atmosféricas (N)
- IX. Volumen Original de Gas a condiciones atmosféricas (G)

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 (convencional o no convencional)
- III. Tipo de Yacimiento
- IV. Periodo Geológico
- V. Formación
- VI. Litología
- VII. Cima del Yacimiento
- VIII. Espesor neto
- IX. Mecanismo de empuje predominante (actual)
- X. Profundidad media
- XI. Contacto original y actual agua-Aceite
- XII. Contacto original y actual Gas-agua
- XIII. Presión inicial y actual promedio
- XIV. Presión de Saturación
- XV. Presión de Abandono
- XVI. Temperatura del Yacimiento
- XVII. Capacidad Calorífica del Gas
- XVIII. Factores de recuperación actuales y finales esperados de Aceite y Gas
- XIX. Densidad API
- XX. Clasificación API
- XIX. Proceso de recuperación avanzada y mejorada

Factores de encogimiento y equivalencia

- I. Factores de encogimiento y equivalencia utilizados para la estimación de las Reservas de Petróleo Crudo Equivalente con base a los estándares de calidad reportados a la Comisión en la medición de hidrocarburos.
- II. Descripción de la metodología utilizada en la obtención de los factores de encogimiento y equivalencia.

Los Operadores Petroleros deberán reportar la producción acumulada

Los valores de producciones acumuladas que tendrán que reportarse:

Producción acumulada de Aceite crudo (*Np*), Gas (*Gp*), Petróleo Crudo Equivalente, referida al 31 de diciembre del Año de Evaluación de las Reservas por pozo o grupo de pozos, Yacimiento, asignación o contrato, campo, cuenca y 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.

- I. Perfil de producción promedio anual
- II. Perfil de producción promedio mensual

Información que deberá ser entregada en los reportes de Reservas remanentes

Las valores de Reservas remanentes que deberán ser reportados a la Comisión a la fecha final del Contrato/Asignación y de sus respectivas prórrogas, al límite económico.

- I. Reserva remanente de Aceite
- II. Reserva remanente de Gas natural
- III. Reserva remanente de Condensado
- IV. Reserva remanente de Petróleo Crudo Equivalente

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

Métodos de estimación de Reservas

- I. Analogía
- II. Balance de materia
- III. Simulación
- IV. Curvas de declinación, etc.

Elementos para el Balance de Reservas

Los movimientos de Reservas se deberán especificar a nivel de campo, mismos que deberán estar referidos en los siguientes rubros:

- V. Descubrimientos
- VI. Delimitación
- VII. Desarrollo
- VIII. Revisión
- IX. Producción del periodo

De la información de los Yacimientos descubiertos

La información que deberá presentarse por categoría de reserva y para los productos de Aceite, Gas y Petróleo Crudo Equivalente en la elaboración de los reportes será la siguiente:

- I. Cuenca
- II. Campo
- III. Yacimiento
- IV. Pozo
- V. Tipo de Fluido
- VI. Coordenadas geográficas por pozo conductor y objetivo

Información de la ubicación de pozos

Los Operadores Petroleros deberán elaborar un reporte en forma de tabla según el formato establecido 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 (latitud y longitud) conductor y objetivo, donde quedan comprendidas las Reservas 1P.
- II. Para el caso de pozos que vayan a ser perforados, se identificarán al menos las coordenadas geográficas (latitud y longitud) donde quedarían comprendidas las Reservas probables y posibles.
- III. Estado de Pozos al 31 de diciembre del Año de Evaluación de las Reservas.

Evaluación económica de las Reservas de hidrocarburos

La información relativa a los indicadores económicos deberá ser reportada al límite económico y a la fecha final del contrato/asignación, con base en los términos fiscales; y detallando a nivel de campo, por año o mes a partir de la fecha de evaluación y para las categorías de Reserva PDP, PD, 1P, 2P y 3P, conforme lo establezcan los formatos correspondientes, en donde se detallarán:

- I. Pronóstico de producción de Aceite
- II. Pronóstico de producción de Gas
- III. Pronóstico de producción de Gas de venta
- IV. Pronóstico de producción de Condensado
- V. Perfil de Costos operación y mantenimiento
- VI. Perfil de Inversiones
- VII. Perfil de Flujo de efectivo antes de impuestos
- VIII. Perfil de Flujo de efectivo descontado antes de impuestos
- IX. Costos de abandono
- X. Los precios se determinarán mediante el promedio aritmético del precio de mercado que corresponda a cada tipo de Hidrocarburo, observado el primer día de cada mes durante el periodo de 12 meses anteriores a la fecha final del periodo que abarca el reporte
- XI. Las Reservas considerando una variación de 15 y 30 por ciento superior e inferior al escenario base del numeral X
- XII. Porcentaje de participación del Operador Petrolero, en caso de tratarse de consorcio.

Los costos de operación y mantenimiento, y las inversiones deberán ser reportados con base a la estructura de los planes aprobados por la Comisión.

Indicadores de rentabilidad que deberán reportarse, antes y después de impuestos de acuerdo al régimen fiscal

- I. Ingresos y Egresos
- II. Flujo de Efectivo
- III. Valor Presente Neto descontado a la tasa establecida
- IV. Valor Presente de las Inversiones a la tasa establecida
- V. Eficiencia de la Inversión VPN/VPI a la tasa establecida
- VI. Tasa Interna de Retorno
- VII. Fecha de Límite Económico
- VIII. Costo de producción
- IX. Relación Beneficio/Costo

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 descubiertos (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 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, por descubrimientos e integral, para los productos Aceite y Gas, 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, y podrá solicitarse a nivel de campo.

Programa de Actividades Físicas

El Operador Petrolero deberá reportar el programa de actividades físicas de la asignación/contrato a nivel de campo para el horizonte que comprende la Asignación o Contrato.

- I. Pozos delimitadores (número)
- II. Perforación de pozos de desarrollo
- III. Terminación de pozos de desarrollo
- IV. Reparaciones mayores
- V. Perforación de pozos de inyección
- VI. Terminación de pozos de inyección
- VII. Instalación de sistemas artificiales
- VIII. Ductos y líneas de descarga
- IX. Estructuras Marinas
- X. Instalaciones superficiales
- XI. Abandono (pozos)

Recursos Contingentes Relacionados

El Operador Petrolero deberá reportar a nivel de campo y de acuerdo al formato establecido, la siguiente información para los últimos cinco años:

- I. Tipo de Hidrocarburo
- II. Tipo de Ubicación
- III. Tipo de Recurso
- IV. Categoría de Recurso Contingente (1C, 2C, 3C)
- V. Tipo de proyecto
- VI. Porosidad
- VII. Permeabilidad
- VIII. Saturación de Agua
- IX. Superficie (Km²)
- X. Espesor neto
- XI. Volumen original de Aceite
- XII. Volumen original de Gas
- XIII. Recursos en Petróleo Crudo Equivalente
- XIV. Recursos de Aceite
- XV. Recursos de Condensado
- XVI. Recursos de Gas natural
- XVII. Producción inicial de Aceite
- XVIII. Producción inicial de Gas
- XIX. Producción inicial de Condensado
- XX. Número de Yacimientos
- XXI. Perfil asociado a los Recursos por categoría, en su caso
- XXII. Perspectivas a corto plazo
- XXIII. Madurez del proyecto asociado a los Recursos Contingentes
- XXIV. Descripción detallada de la(s) contingencia(s)

Información requerida en el Reporte de los campos correspondientes al área asignada/contractual certificados en el Año de Evaluación.

- I. Mapa Shape file (.dbf, .pjr, .sbn, .sbx, .shp, .xml, .shx) con el área asignada/área contractual.
- II. Objetivo y alcance del plan de desarrollo aprobado por la Comisión, y la estrategia de desarrollo asociada a la certificación de las Reservas.
- III. Descripción de la metodología, y estimación del Volumen Original.
- IV. Reporte de los estudios de interpretación estructural y creación del modelo de celdas, incluyendo al menos las secciones sísmicas interpretadas y correlación con pozos, en su caso.
- V. Resultados de la evaluación petrofísica (registros de pozos y resultados de estudios en núcleos), incluyendo saturaciones, porosidades, permeabilidades, valores de corte, espesor neto, entre otros.
- VI. Reporte sobre la elaboración del modelo estático, incluyendo por lo menos la propagación de las propiedades petrofísicas mencionadas en el numeral V, en su caso.
- VII. Mapas estructurales y de Isopropiedades.
- VIII. Interpretación del modelo de simulación en su caso.
- IX. Análisis PVT representativo
- X. Perfil de producción de Aceite, Gas y Condensados por pozo de las categorías de Reservas, así como el método de estimación utilizado.
- XI. Perfil de producción de Aceite, Gas y Condesado por campo de las categorías de Reservas a la fecha final del contrato/asignación, al límite económico.
- XII. Recuperación Final Estimada (EUR) promedio por pozo y la total a nivel de campo por categoría de reserva.
- XIII. Curva del pozo tipo y una descripción del método de estimación, en su caso.
- XIV. Comparativo de Reservas en todas sus categorías respecto al año anterior y una descripción detallada de las variaciones.
- XV. Pronóstico de presión-producción y método de estimación.
- XVI. Perfil histórico de los pozos perforados de al menos 5 años, así como las reparaciones mayores en el mismo periodo.
- XVII. Número de pozos perforados, productores y activos.
- XVIII. Configuración y justificación del espaciamiento entre pozos.
- XIX. Instalaciones actuales y futuras.
- XX. Sistemas Artificiales de producción.
- XXI. Descripción de las tecnologías y métodos de recuperación incremental actuales y en estudio, para el caso de métodos de recuperación mejorada, se presentará la información que se describe a continuación:
 - i. Descripción detallada de los cálculos del volumen original de hidrocarburos
 - ii. Dirección preferencial de flujo de fluidos
 - iii. Tipo de fluido a inyectar
 - a. Agua (Análisis Stiff & Davis del Agua de Inyección y de formación)
 - b. Gas Hidrocarburo (composición)
 - c. Gas no Hidrocarburo
 - d. Producto químico (características, concentración, CMC, curvas de adsorción estática y dinámica)
 - e. Otro
 - iv. Caracterización de la mezcla de fluido de Yacimiento y de inyección (análisis especiales PVT)

- v. Curvas de presión capilar
- vi. Curvas de permeabilidades relativas
- vii. Modelo de Simulación
 - a. Características del modelo
 - b. Propiedades
 - c. Escenario de inyección y pozos inyectoros
- viii. Ajuste de historia presión-producción por pozo y por campo
- ix. Planos de saturación de fluidos (iniciales, actuales y futuros)
- x. Alternativas de extracción
- xi. Diseño de la prueba piloto o descripción de ésta en caso de haberse llevado a cabo

Criterio de identificación y clasificación de las diferencias que deberá reportarse

- I. Para la identificación de las diferencias porcentuales entre las estimaciones de las Reservas de los campos asociados a una asignación o contrato en el Año de Evaluación para las Reservas 1P, 2P, y 3P, para los productos Aceite, Gas y la equivalencia de Petróleo Crudo Equivalente de los Operadores Petroleros y aquéllas de los certificadores, se empleará el siguiente criterio, conforme a las expresiones matemáticas siguientes:

- f. Para las Reservas 1P:

$$\frac{|Vol Reservas por campo_{Operador Petrolero} - Vol Reservas por campo_{Tercero Independiente}|}{Vol Reservas por campo_{Operador Petrolero}} \leq 0.1$$

- ii. Para las Reservas 2P y 3P:

$$\frac{|Vol Reservas por campo_{Operador Petrolero} - Vol Reservas por campo_{Tercero Independiente}|}{Vol Reservas por campo_{Operador Petrolero}} \leq 0.2$$

- II. Para el caso, en el que existan diferencias superiores a las descritas en el numeral I. en Aceite, Gas y Petróleo Crudo Equivalente, los Operadores Petroleros deberán aplicar el segundo criterio, conforme a la expresión matemática siguiente:

$$\frac{|Vol Reservas por campo_{Operador Petrolero} - Vol Reservas por campo_{Tercero Independiente}|}{Vol Reservas de los campos certificados_{Operador Petrolero}} \leq 0.05$$

- III. 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.

- IV. 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; de acuerdo a lo siguiente:

- i. Deberán presentar el documento en el que se justifique o aclare la razón técnica de la existencia de las diferencias identificadas.
- ii. Las razones técnicas y económicas que ofrezcan los Operadores Petroleros para aclarar las estimaciones o resultados que difieran con los Terceros Independientes;
- iii. Las diferencias metodológicas de aplicación de criterios que existan;
- iv. La complejidad geológica o técnica que podría explicar tal diferencia;
- v. Los estudios realizados por los Operadores Petroleros, y por los Terceros Independientes, poniendo especial énfasis en los factores que determinan las diferencias, y
- vi. 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, y lo cual será justificado en las resoluciones correspondientes.

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

El presente Anexo detalla la información que será entregada a la Comisión por los Operadores Petroleros correspondiente a los Terceros Independientes.

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 o Agrupación, 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 asignaciones o contratos 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 reserva.

La información general que deberá ser entregada en los reportes en forma de tabla de acuerdo a lo siguiente:

Estructura de entrega de información

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

- I. Entidad Federativa
- II. Cuenca
- III. Asignación/Contrato
- IV. Campo
- V. Yacimiento
- VI. Pozo/Grupo de Pozos

Las categorías de Reservas

Las categorías de Reservas en las que la Comisión podrá solicitar la información a los Terceros Independientes 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

Los productos que deberán presentarse en los reportes serán en función del tipo de yacimiento y de acuerdo a la siguiente lista:

- I. Aceite
- II. Gas
- III. Condensado
- IV. Líquidos de planta
- V. Gas seco
- VI. Gas seco equivalente a líquido
- VII. Petróleo Crudo Equivalente

Volumen original de hidrocarburos

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 A (acres y Km²)
- II. Espesor Promedio h (pies y metros)
- III. Porosidad Promedio Φ (fracción)
- IV. Permeabilidad (mD)
- V. Saturación de agua promedio Sw (fracción)
- VI. Factor de volumen del Gas y Aceite Bg o Bo promedio (Volumen a condiciones de Yacimiento/Volumen (a condiciones estándar) según el tipo de Yacimiento)
- VII. Relación inicial Gas Disuelto Aceite Original (Rsi) MMPC/MB
- VIII. Volumen Original de Aceite a condiciones atmosféricas (N)
- IX. Volumen Original de Gas a condiciones atmosféricas (G)

Información general a nivel de Yacimiento

- I. Tipo de ubicación
- II. Tipo de recurso (convencional o no convencional)
- III. Tipo de Yacimiento
- IV. Periodo Geológico
- V. Formación
- VI. Litología
- VII. Cima del Yacimiento
- VIII. Espesor neto
- IX. Mecanismo de empuje predominante (actual)
- X. Profundidad media
- XI. Contacto original y actual agua-Aceite
- XII. Contacto original y actual Gas-agua
- XIII. Presión inicial y actual promedio
- XIV. Presión de Saturación
- XV. Presión de Abandono
- XVI. Temperatura del Yacimiento
- XVII. Capacidad Calorífica del Gas
- XVIII. Factores de recuperación actuales y finales de Aceite y Gas
- XIX. Densidad API
- XX. Clasificación API
- XXII. Proceso de recuperación avanzada y mejorada

Factores de encogimiento y equivalencia

- I. Factores de encogimiento y equivalencia utilizados para la estimación de las Reservas de Petróleo Crudo Equivalente con base a los estándares de calidad reportados a la Comisión en la medición de hidrocarburos.
- II. Descripción de la metodología utilizada en la obtención de los factores de encogimiento y equivalencia.

Producción Acumulada

Los valores de producciones acumuladas que tendrán que reportarse:

Producción acumulada de Aceite (N_p), Gas (G_p), Petróleo Crudo Equivalente, referida al 31 de diciembre del Año de Evaluación de las Reservas por pozo o grupo de pozos, Yacimiento, Asignación o Contrato, Campo, cuenca y 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.

- I. Perfil de producción promedio anual
- II. Perfil de producción promedio mensual

Información que deberá ser entregada en los reportes de Reservas remanentes

Las valores de Reservas remanentes que deberán ser reportados a la Comisión a la fecha final del Contrato/Asignación, y de sus respectivas prórrogas, así como al límite económico.

- I. Reserva remanente de Aceite
- II. Reserva remanente de Gas natural
- III. Reserva remanente de Condensado
- IV. Reserva remanente de Petróleo Crudo Equivalente

Para los productos de Aceite y Gas, se deberá especificar el volumen utilizado en consumos de operación, reinyección de Gas natural y el correspondiente a la quema o pérdidas en la misma.

Los Terceros Independientes deberán de entregar a la Comisión la siguiente información mediante la cual fueron estimadas las Reservas.

Metodología de estimación de Reservas

- I. Analogía
- II. Balance de materia
- III. Simulación
- IV. Curvas de declinación, etc.
- V. Modelo de riesgo utilizado

Evaluación económica de las Reservas de hidrocarburos

La información relativa a los indicadores económicos deberá ser reportada al límite económico y a la fecha final del contrato/asignación, con base en el régimen fiscal; y detallando a nivel de campo, por año o mes a partir de la fecha de evaluación y para las categorías de Reserva PDP, PD, 1P, 2P y 3P, conforme lo establezcan los formatos correspondientes, en donde se detallarán:

- I. Pronóstico de producción de Aceite
- II. Pronóstico de producción de Gas
- III. Pronóstico de producción de Gas de venta
- IV. Pronóstico de producción de Condensado
- V. Perfil de Costos operación y mantenimiento
- VI. Perfil de Inversiones
- VII. Perfil de Flujo de efectivo antes de impuestos
- VIII. Perfil de Flujo de efectivo descontado antes de impuestos
- IX. Costos de abandono
- X. Los precios se determinarán mediante el promedio aritmético del precio de mercado que corresponda a cada tipo de hidrocarburo, observado el primer día de cada mes durante el periodo de 12 meses anteriores a la fecha final del periodo que abarca el reporte
- XI. Las Reservas considerando una variación de 15 y 30 por ciento superior e inferior al escenario base del numeral X
- XII. Porcentaje de participación del Operador Petrolero, en caso de tratarse de consorcio.

Los costos de operación y mantenimiento, y las inversiones deberán ser reportados con base la estructura de los planes aprobados por la Comisión.

Indicadores de rentabilidad que deberán reportarse, antes y después de impuestos de acuerdo al régimen fiscal

- I. Ingresos y Egresos
- II. Flujo de Efectivo
- III. Valor Presente Neto descontado a la tasa establecida
- IV. Valor Presente de las Inversiones a la tasa establecida
- V. Eficiencia de la Inversión VPN/VPI a la tasa establecida
- VI. Tasa Interna de Retorno
- VII. Costo de Producción
- VIII. Fecha de Límite Económico
- IX. Relación Beneficio/Costo

Formato

Solicitud de Inscripción al Padrón de Terceros Independientes en materia de Reservas

Sección 1 Datos Generales de Personas Físicas. Llenar únicamente en caso de ser persona física.

Antes de iniciar el llenado lea las

instrucciones del reverso.

I. Nombre del solicitante (Apellido paterno, materno y nombres)	
II. CURP/	III. RFC/
REGISTRO POBLACIONAL/ NÚMERO DE SEGURIDAD SOCIAL.	Clave fiscal del país de origen:
IV. Nacionalidad:	V. En caso de tratarse de extranjeros, calidad migratoria en el territorio nacional:
VI. Documento oficial de identificación: <input type="checkbox"/> Pasaporte <input type="checkbox"/> Credencial para votar <input type="checkbox"/> Cédula Profesional	VII. Número o folio del documento de identificación: _____
VIII. Domicilio (calle, número exterior, número interior, colonia, ciudad o delegación, entidad y código postal)	
IX. Correo electrónico para recibir comunicaciones con la Comisión	X. Autorización expresa para utilizar la dirección electrónica referida para comunicaciones oficiales con la CNH: <input type="checkbox"/> Sí <input type="checkbox"/> No
XI. Teléfono (incluye lada)	Principal: () _____ Oficina: () _____

Sección 2. Datos Generales de Personas Morales. Llenar únicamente en caso de ser persona moral

XII. Denominación o razón social	
XIII. RFC, Registro, cédula o clave fiscal del país de origen.	XIV. Folio Mercantil / Datos registrales de la empresa.
_____	_____
XV. Domicilio (calle, número exterior, número interior, colonia, ciudad o delegación, entidad y código postal)	
XVI. Nombre del representante legal: (Apellido paterno, materno y nombres)	

XVII. Documento oficial de identificación del representante legal: <input type="checkbox"/> Pasaporte <input type="checkbox"/> Credencial para votar <input type="checkbox"/> Cédula Profesional	XVIII. Número o folio del documento de identificación: _____ _____
XIX. Correo electrónico para recibir comunicaciones con la Comisión	XX. Autorización expresa para utilizar la dirección electrónica referida para comunicaciones oficiales con la CNH: <input type="checkbox"/> Sí <input type="checkbox"/> No
XXI. Teléfono (incluye lada) Principal: () _____	Oficina: () _____

Sección 3. Experiencia e historial empresarial

A) Manifiesta de buena fe y bajo protesta de decir verdad que:		
A1) Cuenta con la capacidad técnica y operativa para realizar los trabajos de clasificación, análisis, estimación, evaluación y certificación de las Reservas. <input type="checkbox"/> Sí <input type="checkbox"/> No		
A2) Cuenta con experiencia de al menos 10 años a nivel nacional o internacional en actividades de clasificación, análisis, estimación, evaluación y certificación de la cuantificación de Reservas. <input type="checkbox"/> Sí <input type="checkbox"/> No		
A2.1) De no contar con la experiencia requerida: Presenta:		
<input type="checkbox"/>	Compromiso de asociación con un interesado que acredite al menos 10 años de experiencia desempeñando actividades de clasificación, análisis, estimación, evaluación y certificación de la cuantificación de Reservas.	
<input type="checkbox"/>	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 la cuantificación de Reservas, con experiencia de al menos 10 años.	
<input type="checkbox"/>	Manifestación escrita que declare, bajo protesta de decir verdad, que el personal que realizará de forma directa las actividades de clasificación, análisis, estimación, evaluación y certificación de la cuantificación de Reservas, cuente con experiencia en materia de cumplimiento de la metodología PRMS o bien en la industria petrolera en áreas como exploración, geología, geofísica, ingeniería de yacimientos, producción, evaluación económica, entre otras del sector.	
A3) Cuentan con especialistas que:		
<input type="checkbox"/>	Están acreditados a nivel certificador o supervisores y tienen experiencia en materia de cumplimiento de la metodología PRMS.	
<input type="checkbox"/>	Acreditan al menos 10 años de experiencia en la industria petrolera en áreas como exploración, geología, geofísica, ingeniería de yacimientos, producción, evaluación económica, entre otras del sector.	
<input type="checkbox"/>	Acrediten que tienen conocimiento de las Guías internacionales "Reserves Auditing Standards" establecidas por la "Society Petroleum Engineering"	
A4) Observa los procedimientos que garantizan la evaluación técnica y la confiabilidad de sus servicios en materia de clasificación, análisis, estimación, evaluación y certificación de la cuantificación de Reservas, así como en la aplicación e implementación en las mejores prácticas y estándares en la industria, tanto nacional o internacional <input type="checkbox"/> Sí <input type="checkbox"/> No		
A5) Ha sido sentenciado por infracciones, faltas administrativas o por tribunales nacionales o extranjeros derivados del ocultamiento o faltas a la verdad en los trabajos realizados. <input type="checkbox"/> Sí <input type="checkbox"/> No		
Por medio del presente formato, el solicitante manifiesta la voluntad de formar parte del padrón de Tercero Independiente, por lo que se compromete a remitir a la Comisión la información que ésta le pueda requerir con la finalidad de constituir el expediente del solicitante, mismo que será referente para próximas contrataciones en materia de clasificación, análisis, estimación, evaluación y certificación de Reservas de la Nación.		
Nombre del solicitante	Firma	Fecha (DD/MM/AAAA)

TRANSITORIO

ÚNICO. El presente acto entrará en vigor al día siguiente de su publicación en el Diario Oficial de la Federación.

México, D.F., a 21 de septiembre de 2015.- La Secretaria Ejecutiva de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, **Carla Gabriela González Rodríguez**.- Rúbrica.