



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

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

(Continuación)

Publicado en el Diario Oficial de la Federación el 20 de diciembre de 2017.
Primera reforma publicada en el Diario Oficial de la Federación el 16 de julio de 2019.
Segunda Reforma publicada en el Diario Oficial de la Federación el 31 de mayo de 2022.

Anexo I (Derogado)
Anexo II (Derogado)
Anexo III (Derogado)

TEXTO VIGENTE

Anexo técnico I

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

Reporte por yacimiento del Operador Petrolero

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

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

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

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

1. Estructura de entrega de información

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

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

2. Las categorías de Reservas a ser reportadas



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

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

3. 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, y
- VIII.** Petróleo Crudo Equivalente.

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

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

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

- I.** Tipo de ubicación;
- II.** Tipo de recurso;
- III.** Yacimiento;
- IV.** Tipo de Yacimiento;
- V.** Periodo geológico;
- VI.** Formación;
- VII.** Litología;
- VIII.** Cima y base del Yacimiento;
- IX.** Mecanismo de empuje predominante (actual);
- X.** Profundidad media;
- XI.** Contacto original y actual agua-Aceite;
- XII.** Contacto original y actual Aceite-Gas Natural;
- XIII.** Contacto original y actual Gas Natural-agua;
- XIV.** Presión inicial y actual promedio;
- XV.** Presión de saturación;
- XVI.** Presión de abandono;



- XVII.** Temperatura del Yacimiento;
- XVIII.** Permeabilidad promedio;
- XIX.** Relación Gas Aceite producido;
- XX.** Factor de equivalencia de Gas Natural a Petróleo Crudo Equivalente;
- XXI.** Factores de recuperación actuales y finales esperados de Aceite y Gas Natural;
- XXII.** Densidad API;
- XXIII.** Clasificación API de acuerdo a lo siguiente:

Clasificación por grados API	
Superligero	$39.0 < \text{API}$
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	$\text{API} \leq 10.0$

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

5. Los Operadores Petroleros deberán reportar la producción acumulada

Los valores de producciones acumuladas que tendrán que reportarse:

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

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

6. Los Operadores Petroleros deberán reportar los pronósticos de producción



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

- I. Pronósticos de producción de Aceite;
- II. Pronósticos de producción de Gas Natural, y
- III. Pronósticos de producción de Condensado.

7. Métodos de estimación de Reservas

- I. Analogía;
- II. Balance de materia: Para los Yacimientos de Gas Natural, se deberá incluir una gráfica de p/Z contra G_p , en aquellos casos en los que forme parte de la estimación de Reservas;
- III. Simulación numérica;
- IV. Curvas de declinación;
- V. Probabilístico, y
- VI. Combinación de los anteriores.

8. Elementos para el balance de Reservas

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

- I. Descubrimiento: Se refiere al volumen de Reservas que se adicionan por Descubrimientos Comerciales que se clasificaron como Reservas;
- II. Delimitación: Actividades mediante las cuales se pueden establecer los límites de un Yacimiento, dichas actividades pueden adicionar o disminuir Reservas;
- III. Desarrollo: Actividad que incrementa o disminuye Reservas a través del análisis derivado de la perforación de pozos de desarrollo;
- IV. Revisión: Considera información geológica, geofísica, de operación, del comportamiento de los Yacimientos; nueva o actualizada, así como la variación en los precios de los Hidrocarburos y costos de extracción, lo anterior para la adición o disminución de Reservas. También en este rubro se reportan los volúmenes que se reclasifican a Recursos Contingentes, y
- V. Producción del periodo: Se refiere al volumen de Hidrocarburos producidos durante el Año de Evaluación.

9. Tasas de Restitución de las Reservas

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

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



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

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.

10. 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, y
- III. Se identificará además en el Estado de Pozos al 31 de diciembre del Año de Evaluación, la condición productiva en la que se encuentra cada pozo de cada Campo contenido en las Áreas de Asignación o Contractuales de las cuales sea titular el Operador Petrolero.

11. Evaluación económica de las Reservas de Hidrocarburos

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

- I. Pronóstico de producción de Aceite;
- II. Pronóstico de producción de Gas Natural;
- III. Pronóstico de producción de Gas a venta;
- IV. Pronóstico de producción de Condensado;
- V. Perfil de costos fijos y variables;
- VI. Perfil de inversiones:
 - i. Perforación-Terminación de pozos;
 - ii. Reparaciones mayores;
 - iii. Recuperación Secundaria y Mejorada;
 - iv. Infraestructura;



- v. Costo de abandono, y
- vi. Otras inversiones.
- VII.** Perfil de flujo de efectivo antes de impuestos;
- VIII.** Perfil de flujo de efectivo descontado antes de impuestos;

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

12. Indicadores económicos que deberán reportarse antes de impuestos

- I.** Ingresos y egresos;
- 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%-, y
- VI.** Límite Económico.

13. Programa de Actividades Físicas

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

- I.** Perforación-Terminación de pozos, y
- II.** Reparaciones mayores.

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

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

- i.** Para las Reservas 1P:

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

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

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

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



15. Información adicional para consorcios o asociaciones en participación

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



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

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

(Continuación)

Publicado en el Diario Oficial de la Federación el 20 de diciembre de 2017.
Primera reforma publicada en el Diario Oficial de la Federación el 16 de julio de 2019.
Segunda Reforma publicada en el Diario Oficial de la Federación el 31 de mayo de 2022.

Anexo I (Derogado)
Anexo II (Derogado)
Anexo III (Derogado)

TEXTO VIGENTE

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

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

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

1. Información General

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

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

2. Estructura de entrega de información



La información será solicitada en los siguientes niveles de desagregación:

- I. Cuenca;
- II. Asignación o Contrato;
- III. Campo;
- IV. Yacimiento, y
- V. Pozo.

3. Las categorías de Reservas a ser reportadas

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

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

4. Productos que deberán reportarse

Las Reservas deberán presentarse en los productos siguientes:

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

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

5. La información general a nivel de Yacimiento

- I. Tipo de ubicación;
- II. Tipo de recurso;
- III. Yacimiento;
- IV. Tipo de Yacimiento;
- V. Periodo geológico;
- VI. Formación;
- VII. Litología;



- VIII.** Cima y base del Yacimiento;
- IX.** Mecanismo de empuje predominante (actual);
- X.** Profundidad media;
- XI.** Contacto original y actual agua-Aceite;
- XII.** Contacto original y actual Aceite-Gas Natural;
- XIII.** Contacto original y actual Gas Natural-agua;
- XIV.** Presión inicial y actual promedio;
- XV.** Presión de saturación;
- XVI.** Presión de abandono;
- XVII.** Temperatura del Yacimiento;
- XVIII.** Permeabilidad promedio;
- XIX.** Relación Gas Aceite producido;
- XX.** Poder calorífico del Gas Natural;
- XXI.** Factores de recuperación actuales y finales esperados de Aceite y Gas Natural;
- XXII.** Densidad API;
- XXIII.** Clasificación API de acuerdo a lo siguiente:

Clasificación por grados API	
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	$\text{API} \leq 10.0$

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

6. Métodos de estimación de Reservas

- I.** Analogía;
- II.** Balance de materia: Para los Yacimientos de Gas Natural, se deberá incluir una gráfica de p/Z contra G_p , en aquellos casos en los que forme parte de la estimación de Reservas;
- III.** Simulación numérica;
- IV.** Curvas de declinación;



- V. Probabilístico, y
- VI. Combinación de los anteriores.

7. Los Terceros Independientes deberán reportar los pronósticos de producción

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

- I. Pronósticos de producción de Aceite;
- II. Pronósticos de producción de Gas Natural, y
- III. Pronósticos de producción de Condensado.

8. Evaluación económica de las Reservas de Hidrocarburos

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

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

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

9. Indicadores económicos que deberán reportarse antes de impuestos

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

10. Programa de Actividades Físicas



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

- I. Perforación-Terminación de pozos, y
- II. Reparaciones mayores.