



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

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

Publicado en el Diario Oficial de la Federación el 20 de diciembre de 2017

Reforma publicada en el Diario Oficial de la Federación el 16 de julio de 2019

TEXTO VIGENTE

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)