



RESERVAS DE HIDROCARBUROS EN MÉXICO

CONCEPTOS FUNDAMENTALES Y ANÁLISIS 2018



**GOBIERNO DE
MÉXICO**

CNH

Comisión Nacional
de Hidrocarburos



**GOBIERNO DE
MÉXICO**

CNH

Comisión Nacional
de Hidrocarburos

FEBRERO, 2019

Comisionado Ponente

Mtro. Gaspar Franco Hernández

Comisionados

Dra. Alma América Porres Luna

Dr. Néstor Martínez Romero

Lic. Sergio Pimentel Vargas

Dr. Héctor Moreira Rodríguez

Secretaría Ejecutiva

Mtra. Carla Gabriela González Rodríguez

Mtro. Ulises Neri Flores

Titular de la Unidad Técnica de Extracción

Mtro. León Daniel Mena Velázquez

Dirección General de Reservas y Recuperación Avanzada

Ing. César Alejandro Mar Álvarez

Director General de Reservas y Recuperación Avanzada

Ing. Manuel Aguilar Villalobos

Director General Adjunto de Reservas y Yacimientos

Ing. Daniel González Perea

Director General Adjunto de Reservas y Evaluación Económica

Mtro. Gelacio Martín Sánchez

Director de Reservas y Evaluación Económica

Ing. Salvador Macias Heredia

Director de Reservas y Métodos de Producción

Ing. Verónica Alejandra Cruz Casas

Directora de Reservas y Caracterización

Ing. Fidel Juárez Toquero

Director de Reservas y Yacimientos

Ing. Ricardo Meza Cortés

Subdirector de Reservas y Caracterización

Ing. Paulina Anaid Arias Nacar

Subdirectora de Reservas y Yacimientos

Ing. Eduardo Simón Burgos

Jefe de Departamento de Reservas y Métodos de Producción

Ing. Lissania Alfonsina Ruíz Puga

Jefa de Departamento de Reservas y Evaluación Económica

Equipo del Comisionado ponente

Ing. Anayantzin Almanza Valdez

Lic. Mayra Belén Barba Tapia

Ing. Ricardo Alcudia Yaniz

RESUMEN EJECUTIVO

Los valores de reservas de hidrocarburos son los indicadores más importantes de información dentro de la industria petrolera, que los gobiernos, el sector financiero y las empresas petroleras requieren para definir las acciones a seguir y asegurar la sustentabilidad a largo plazo de los proyectos petroleros.

Las reservas de hidrocarburos son volúmenes de petróleo crudo, condensado, gas natural y líquidos de gas natural que se espera sean comercialmente recuperables a través de la aplicación de proyectos de desarrollo que permitan la extracción de hidrocarburos de acumulaciones conocidas a partir de una fecha dada bajo condiciones definidas. Las reservas tienen que satisfacer cuatro criterios, estas deben ser descubiertas, recuperables, comerciales y remanentes.

La precisión de los valores de reservas depende de la cantidad y calidad de la información disponible, del proceso de análisis de la información utilizada, de la experiencia y de los criterios de los profesionistas que realizan dicho análisis, por lo que el establecimiento de metodologías y lineamientos para normar la estimación y clasificación de éstas es fundamental para su correcta cuantificación, garantizándose así, certidumbre y transparencia en los volúmenes de hidrocarburos reportados.

Dada la importancia de la estimación de las reservas de hidrocarburos, y conforme a las atribuciones conferidas a la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), este documento presenta el análisis de la información de reservas al 1 de enero de 2018 conforme a la metodología *Petroleum Resources Management System* (PRMS), adoptada oficialmente desde agosto de 2015, tomando en cuenta aspectos técnicos, económicos y de regulación, a fin de proporcionar el panorama general de las reservas de hidrocarburos en México. Lo anterior, con el propósito de que lectores afines a la industria, así como el público en general puedan conocer la relevancia de las reservas petroleras de la Nación.

Es importante mencionar que, por primera ocasión en el proceso de Cuantificación y Certificación de reservas para su Consolidación al 1 de enero de 2018, además de la empresa productiva del estado Petróleos Mexicanos, se suman dos nuevos Operadores Petroleros, Hokchi Energy, S.A. de C.V., y ENI-México, S. de R.L. de C.V., correspondientes a los Contratos CNH-R01-L02-A2/2015 y CNH-R01-L02-A1/2015, respectivamente.

El proceso de consolidación de reservas que realiza la CNH presentado en este documento se desarrolló conforme a los Lineamientos de reservas publicados en agosto de 2015 y diciembre de 2017, aplicable tanto a los Operadores Petroleros como a los Terceros Independientes.

El presente documento corresponde al análisis y la actualización de las cifras de reservas de hidrocarburos al 1 de enero de 2012. La primera versión denominada *Análisis de Información de las Reservas de Hidrocarburos de México al 1 de enero de 2012*, fue publicado en ese mismo año y coordinado por el Comisionado de la CNH, el Dr. Edgar René Rangel Germán, mismo a quién dedicamos esta nueva versión.

CONTENIDO

RESUMEN EJECUTIVO.....	4
INTRODUCCIÓN.....	6
MARCO JURÍDICO.....	8
DEFINICIÓN Y CLASIFICACIÓN DE LAS RESERVAS DE HIDROCARBUROS.....	11
Clasificación de Reservas y recursos conforme al PRMS, 2018.....	12
Clasificación de los recursos y Reservas de Hidrocarburos conforme a las guías del SPE- PRMS.....	15
Disposiciones de la Securities and Exchange Commission, SEC.....	17
Clasificación de las Naciones Unidas para los recursos y Reservas minerales, 2009.....	18
Sistema de clasificación canadiense, 2005	20
Sistema de clasificación Noruego, 2001	20
Sistema de Clasificación ruso, 2013	22
Reservas y su relación con proyectos de exploración y extracción	23
PROCESO GENERAL DE CERTIFICACIÓN DE RESERVAS	25
Caracterización de yacimientos	25
Ingeniería de yacimientos.....	31
Ingeniería de Producción	35
Evaluación Económica	35
PROCESO GENERAL DE LAS RESERVAS DE HIDROCARBUROS EN MÉXICO.....	38
ANÁLISIS DE LOS REPORTES DE RESERVAS	46
Evolución de Reservas de hidrocarburos de la nación 2014-2018	46
Reservas al 1 de enero de 2018	48
Reservas de crudo al 1 de enero de 2018	51
Reservas de gas al 1 de enero de 2018	53
Reservas de petróleo crudo equivalente al 1 de enero de 2018	55
Distribución de Reservas en cuencas petroleras al 1 de enero de 2018	57
Distribución de Reservas por ubicación al 1 de enero de 2018	58
Balance de Reservas	64
DESCUBRIMIENTOS	66
INDICADORES DE RESERVAS	70
Tasa de Restitución	70
Tasa de Restitución por Descubrimientos	70
Tasa de Restitución Integral	73
Relación Reserva - Producción (R/P)	74
CONCLUSIONES	77
ÍNDICE DE TABLAS	79
ÍNDICE DE FIGURAS	79
GLOSARIO	81

INTRODUCCIÓN

Desde la creación de la CNH, este Órgano Regulador ha aprobado los reportes de reservas de hidrocarburos elaborados por Pemex-Exploración y Producción (PEP) y ha dado el visto bueno a los reportes finales de estas certificaciones realizadas por Terceros Independientes. A partir de agosto de 2015, la evaluación de las reservas se realiza considerando las disposiciones vigentes, y conforme a la metodología PRMS.

En la primera sección se hace referencia a los diferentes sistemas de clasificación para la estimación de reservas, los cuales son utilizados por Operadores Petroleros, Terceros Independientes y gobiernos para la clasificación de reservas y recursos, entre los cuales se encuentran, la metodología PRMS, las disposiciones de la *Securities and Exchange Commission* (SEC), el sistema de clasificación de recursos canadiense y la clasificación de las Naciones Unidas, entre otros.

Posteriormente se hace referencia al proceso general de certificación de reservas, asimismo se muestran los principales componentes en el proceso de estimación y clasificación de reservas, como son, la caracterización de yacimientos, ingeniería de yacimientos, ingeniería de producción y evaluación económica, los cuales permiten tener más información, a fin de proporcionar mayor certidumbre en los volúmenes de reservas estimados.

En la sección del proceso general de las reservas de hidrocarburos en México, se explican las consideraciones tomadas por la CNH para el análisis de la información entregada por los Operadores Petroleros y los Terceros Independientes, la cual da cumplimiento a la normativa vigente, con el objetivo de que este órgano regulador esté en posibilidades de consolidar las reservas que cuantifiquen los Asignatarios y Contratistas.

En la sección de análisis de los reportes de reservas, se observan los valores de las diferentes categorías de reservas a nivel nacional, por campo, cuenca, tipo de fluido, ubicación y Área Contractual o Asignación, dicho análisis se realizó con base en la información proporcionada por los Operadores Petroleros y Terceros Independientes. En la sección de descubrimientos, se presentan los reportados por Petróleos Mexicanos durante 2017, los cuales fueron terrestres y marinos.

Por otra parte, se incluye el análisis de los principales indicadores nacionales referente a reservas destacando la tasa de restitución por descubrimientos, la tasa de restitución integral y la relación reserva-producción.

Los recursos no convencionales de hidrocarburos con mayor potencial en México son el *Shale Gas* (gas en lutitas) y el *Shale Oil* (aceite en lutitas). Un estudio publicado en septiembre de 2015 por la *Energy Information Administration* (EIA) del *Department of Energy* (DOE) de los Estados Unidos de América estima que México cuenta con recursos potenciales de *Shale Gas* del orden de 545 billones de pies cúbicos (Tcf) y 13 mmb de *Shale Oil* y condensado. El estudio referido identifica cinco provincias potencialmente productoras de *Shale Gas* y condensados en México en 8 formaciones*.

* https://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/Mexico_2013.pdf

El *Shale Oil* en México, presente en rocas sedimentarias de granos finos, arcillosas, con alto contenido orgánico, cuya edad geológica varía del periodo cámbrico al terciario, según la acumulación, todavía se encuentra en etapas muy tempranas de estudio.

La *International Energy Agency* (IEA) estima que los volúmenes técnicamente recuperables de Shale Gas pueden ser cercanos a los 16 billones de pies cúbicos (Tcf). Las cifras hasta ahora presentadas, por la IEA tienen cierto nivel de incertidumbre, por lo que se requiere realizar más estudios para definir una cifra más certera; la obtención de hidrocarburos a partir de estas rocas presenta grandes retos técnicos y económicos. El reto principal está relacionado con la insolubilidad de la materia orgánica ante solventes ordinarios, por lo que requiere el uso de métodos térmicos, así como de perforación y terminación no convencional. En el caso de México los estudios geológicos - geoquímicos realizados en la cuenca de Tampico-Misantla determinaron que el principal potencial está relacionado a *Shale Oil*, además las estimaciones de las Cuencas Sabinas-Burro-Picachos-Burgos observan una consistencia en el valor medio de los recursos técnicamente recuperables. Lo anterior, representa una oportunidad debido a que estas acumulaciones que pueden ser desarrolladas se encuentran cerca de la superficie. Sin embargo, estos estudios y sus resultados son preliminares y conllevan un riesgo considerable debido a la incertidumbre en los parámetros que determinan los citados volúmenes.

El desarrollo de las actividades relacionadas con la toma de información y su interpretación, base para la visualización y conceptualización de los proyectos para su extracción, permitirán clasificar estos recursos como reservas en sus diferentes categorías.

MARCO JURÍDICO

Durante abril de 2008 se presentaron ante el Congreso de la Unión la propuesta de Reforma al Artículo 27 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, así como propuestas de modificaciones a las Leyes Secundarias en materia energética. Las propuestas fueron aprobadas en octubre del mismo año, dando pauta a que el 28 de noviembre de 2008 se creara como un órgano desconcentrado de la Secretaría de Energía (SENER), la Comisión Nacional de Hidrocarburos, la cual sustenta su creación, atribuciones y obligaciones bajo la entonces Ley de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, donde se estableció a la Comisión como un organismo con autonomía técnica para regular y supervisar la exploración y extracción de hidrocarburos en México. La CNH quedó formalmente instalada el 20 de mayo de 2009.

El 20 de diciembre de 2013 se publicó en el Diario Oficial de la Federación (DOF) el Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos (en adelante, CPEUM o Constitución), en Materia de Energía. Con esta reforma se modificaron los Artículos 25, 27 y 28 de la Constitución, creando un marco jurídico robusto, para fortalecer a la industria e incrementar la renta petrolera en beneficio de los mexicanos. Asimismo, se adecuó el arreglo institucional de los órganos reguladores del sector, de acuerdo con el nuevo modelo energético, en el que se le dio el carácter de Órgano Regulador Coordinado en Materia Energética a la CNH.

Con la publicación de la Ley de Hidrocarburos, la Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética y las Leyes Secundarias publicadas en agosto de 2014 se fortaleció a la CNH como el órgano rector para las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos en México.

Conforme al Artículo 35 de la Ley de Hidrocarburos, la CNH a través del Centro Nacional de Información de Hidrocarburos (CNIH), administrará, usará, analizará, mantendrá actualizada y publicará la información y estadística relativa en materia de reservas:

- Las reservas, incluyendo la información de reportes de estimaciones y estudios de evaluación o cuantificación y certificación.
- La relación entre producción y reservas.

En materia de reservas, de conformidad con el Artículo 43 de la Ley de Hidrocarburos establece a la CNH, lo siguiente:

- Emitir la regulación y supervisar su cumplimiento por parte de los Asignatarios, Contratistas para la cuantificación y la certificación de reservas de la Nación por parte de Terceros Independientes, así como su proceso de selección.
- Consolidar anualmente la información nacional de reservas que cuantifiquen los Asignatarios y Contratistas.

Por otra parte, en el Artículo 30 del Reglamento Interno de la CNH, establece las facultades de la Dirección General de Reservas y Recuperación Avanzada (DGRRA) para realizar las actividades a fin de dar cumplimiento a la Ley de Hidrocarburos en materia de reservas, mismas que se enuncian a continuación:

- Proponer al Órgano de Gobierno una metodología común que permita hacer comparables las estimaciones y evaluaciones de las reservas de hidrocarburos realizadas por los Asignatarios, Contratistas y los Terceros Independientes.
- Proponer y establecer las bases para el procedimiento anual de cuantificación de las reservas de hidrocarburos para llevar a cabo la consolidación de las reservas.
- Realizar reportes de cuantificación de reservas de hidrocarburos del país, derivado de información de los Asignatarios y Contratistas.
- Supervisar la certificación de reservas de hidrocarburos que realicen los Terceros Independientes.
- Supervisar el cumplimiento de la regulación relativa al proceso de selección de los Terceros Independientes para la certificación de las reservas de hidrocarburos de la Nación;
- Proponer las actividades necesarias para procurar la reposición de las reservas de hidrocarburos, como garantes de la seguridad energética de la Nación.
- Poner a disposición de la Dirección General de Administración del Centro Nacional de Información de Hidrocarburos (DGACNIH) la información y documentación que se obtenga de los reportes de cuantificación de las reservas de hidrocarburos correspondientes a los Asignatarios y Contratistas; así como los reportes de los Terceros Independientes relativos a la certificación de las reservas.

Asimismo, el 20 de diciembre de 2017 se publicó en el DOF los *Lineamientos que regulan el procedimiento de cuantificación y certificación de Reservas de la Nación* (Lineamientos de reservas), mismos que entraron en vigor al día siguiente de su publicación y regulación vigente a la fecha de realización del presente análisis. Dichos Lineamientos de reservas 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:

- El procedimiento de cuantificación anual de reservas, por parte de los Operadores Petroleros;
- La metodología aceptada por la CNH para realizar el análisis, clasificación, cuantificación y evaluación de las reservas para su consolidación;
- Los términos y condiciones para las notificaciones y entrega de información en materia de los presentes Lineamientos, por parte de los Operadores Petroleros y los Terceros Independientes;
- 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
- El proceso para el registro de los Terceros Independientes para integrar el Padrón y su actualización, así como la vigencia de dicho registro

Cabe mencionar que en términos del Artículo Tercero transitorio de los Lineamientos en materia de reservas publicados en diciembre de 2017 se previó una etapa de transitoriedad en su aplicación, para aquellos actos administrativos iniciados al amparo de los Lineamientos que regulan el procedimiento de cuantificación y certificación de reservas de la Nación y el informe de los recursos contingentes relacionados, por lo que existen procedimientos en los que dichos lineamientos prevalecieron.

Por lo anterior, 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 reservas de la Nación, deben entregar los reportes de reservas a la CNH en los plazos establecidos que permita llevar a cabo la consolidación anual la información nacional de reservas que cuantifiquen los Asignatarios y Contratistas. Para el ejercicio de las atribuciones en materia de estimación de las reservas de la Nación, la Comisión adopta la metodología PRMS en materia de evaluación y cuantificación de reservas, así como los estándares de auditoría de la SPE para la certificación. 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 PRMS tiene por objeto:

- I. Establecer la metodología que permita hacer comparables las estimaciones y evaluaciones realizadas por los Operadores Petroleros, y los Terceros Independientes. Lo anterior, a efecto de estandarizar el fundamento de referencia para los futuros análisis y estudios de evaluación y verificación de las reservas.
- II. Evaluar los informes y reportes realizados por los Operadores Petroleros.
- III. Identificar y cuantificar las diferencias que pudieran existir entre las estimaciones realizadas por los Operadores Petroleros, y las realizadas por los Terceros Independientes causadas por la aplicación de criterios técnicos y de cálculo o por distintos rangos de incertidumbre.
- IV. Realizar revisiones a las estimaciones, supervisar el cumplimiento de los Lineamientos de reservas.

Asimismo, los Lineamientos de reservas, establecen que la Comisión realizará sus funciones en materia de reservas conforme a la metodología PRMS en su versión en inglés que se encuentre vigente a la fecha en que la Comisión inicie su procedimiento anual de cuantificación.

DEFINICIÓN Y CLASIFICACIÓN DE LAS RESERVAS DE HIDROCARBUROS

Históricamente, las compañías operadoras han utilizado la clasificación de recursos y reservas, en función de criterios técnicos y económicos que convengan. Sin embargo, estas clasificaciones no siempre resultan eficientes cuando se desea hacer una agrupación y/o evaluación externa, ya sea por un organismo certificador o regulador. Lo ideal es que los subconjuntos de un sólo sistema de clasificación puedan ser utilizados por las agencias reguladoras, las entidades gubernamentales e, internamente, por las empresas operadoras y por los certificadores, en materia de reservas.

En el año 2000, la *Society of Petroleum Engineers* (SPE), junto con el *World Petroleum Council* (WPC) y la *American Association of Petroleum Geologists* (AAPG), publicaron una clasificación de reservas y recursos para crear una norma internacional. Adicionalmente, en 2001, la SPE, el WPC y la AAPG (en adelante, SPE/WPC/AAPG) publicaron conjuntamente las *Directrices para la Evaluación de Reservas de Petróleo y Recursos*, las cuales contienen un conjunto de aclaraciones a los documentos publicados anteriormente.

En octubre de 2005, el *Mapping Subcommittee de la Society of Petroleum Engineers* (SPE) *Oil and Gas Reserves Committee* (OGRC) realizó un estudio de los sistemas de clasificación de recursos/ reservas publicados, analizando la información de los siguientes organismos internacionales:

- *US Securities and Exchange Commission (SEC-1978)*
- *United States Geological Survey (USGS-1980)*
- *Norwegian Petroleum Directorate (NPD-2001)*
- *UK Statement of Recommended Practices (SORP-2001)*
- *Canadian Securities Administrators (CSA-2002)*
- *United Nations Framework Classification (UNFC-2004)*
- *Russian Ministry of Natural Resources (RF-2005)*

Las entidades que participaron en la elaboración del *Petroleum Resources Management System*, 2018, fueron la *Society of Petroleum Engineers*(SPE), el *World Petroleum Council* (WPC), la *American Association of Petroleum Geologists* (AAPG), la *Society of Petroleum Evaluation Engineers* (SPEE), la *Society of Exploration Geophysicists* (SEG), la *Society of Petrophysicists and Well Log Analysts* (SPWLA), así como, la *European Association of Geoscientists & Engineers* (EAGE).

A continuación, se presentan brevemente algunas de las clasificaciones de reservas utilizadas que pretenden homologar los criterios empleados por las diferentes compañías.

CLASIFICACIÓN DE RESERVAS Y RECURSOS CONFORME AL PRMS, 2018

El Sistema de Gestión de Recursos Petroleros (Petroleum Resources Management System, PRMS) se creó con el objetivo de proporcionar los principios y definiciones para la evaluación y clasificación de las reservas y recursos de hidrocarburos, conservando flexibilidad para que los operadores petroleros, gobiernos y reguladores, adapten la aplicación de este sistema a sus necesidades particulares. Este sistema 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, por lo cual, es adoptado por la Comisión Nacional de hidrocarburos, y por ende, los Operadores Petroleros y los Terceros Independientes deberán apegarse a esta metodología para la evaluación y estimación de reservas en México.

Las definiciones contenidas en el PRMS son internacionalmente usadas a fin de proporcionar mayor soporte a los requerimientos de cada proyecto en particular, las cuales, serán presentadas en el **Anexo I Glosario** de este documento. Las definiciones de reservas pueden ser confusas, sin embargo, si se considera que en términos probabilistas representan una función de distribución acumulada, como se ilustra en la Figura 1, se puede explicar fácilmente que las reservas son una distribución continua de volúmenes que, por convención, se reportan para los percentiles 10, 50 y 90. Por lo anterior, las categorías de reservas comúnmente utilizadas (1P, 2P y 3P) se conforman de la siguiente manera:

- Las reservas 1P son iguales a las reservas probadas.
- Las reservas 2P es igual a la agregación de reservas probadas más las reservas probables.
- Las reservas 3P es igual a la agregación de las reservas probadas más las reservas probables más las reservas posibles.

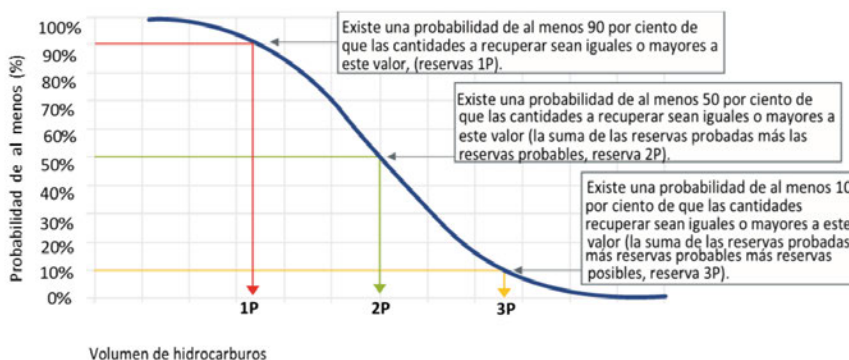


Figura 1
Probabilidad en el volumen de Reservas de hidrocarburos
Fuente: CNH

Cabe señalar que la mayoría de los sistemas de clasificación utilizados solamente reconocen tres escenarios deterministas: baja estimación, mejor estimación y alta estimación; mientras que las evaluaciones probabilistas, no son comúnmente empleadas.

La Figura 2 representa el sistema de clasificación vigente de recursos del PRMS. Este sistema clasifica los volúmenes originales de hidrocarburos totales dentro de las categorías descubierto y no descubierto y define las clases de recursos recuperables: producción, reservas, recursos contingentes y recursos prospectivos, así como recursos no recuperables.

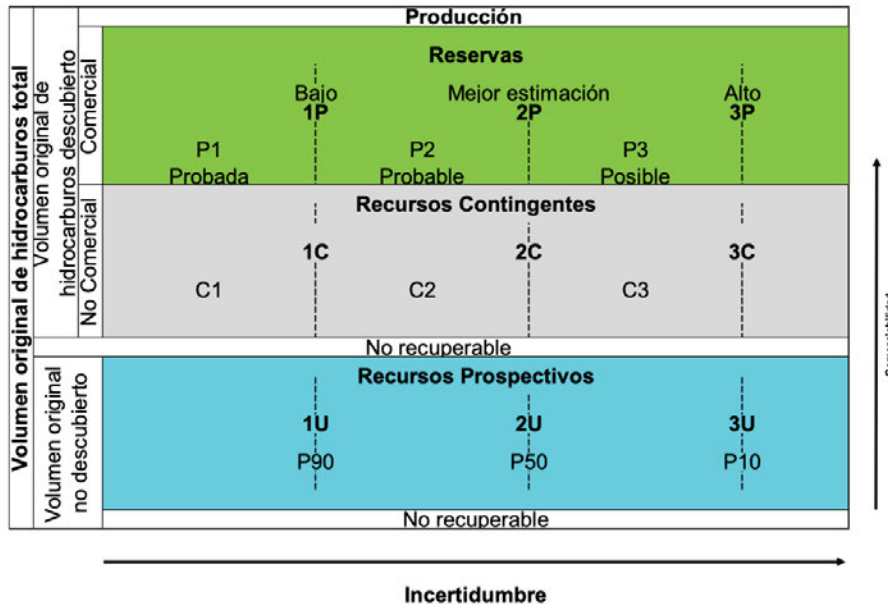


Figura 2 Cuadro de clasificación de recursos

Fuente: PRMS 2018

El eje horizontal representa el rango de incertidumbre de los volúmenes potencialmente recuperables de yacimientos o campos a través de un proyecto, mientras que el eje vertical representa la oportunidad comercial la cual es la posibilidad de que el proyecto sea comprometido para desarrollo y obtenga el estatus de producción comercial.

Para el caso de México, el sistema PRMS permite clasificar las reservas y los recursos de acuerdo con las categorías ahí establecidas, por lo que la Comisión Nacional de Hidrocarburos, con lo cual permitirá realizar la consolidación de reservas de la Nación, a fin de estandarizar el fundamento de referencia. Con base en lo anterior la Figura 3 y la Figura 4 muestran la clasificación de manera general de las reservas y recursos de México al 1 de enero de 2018 conforme al PRMS.

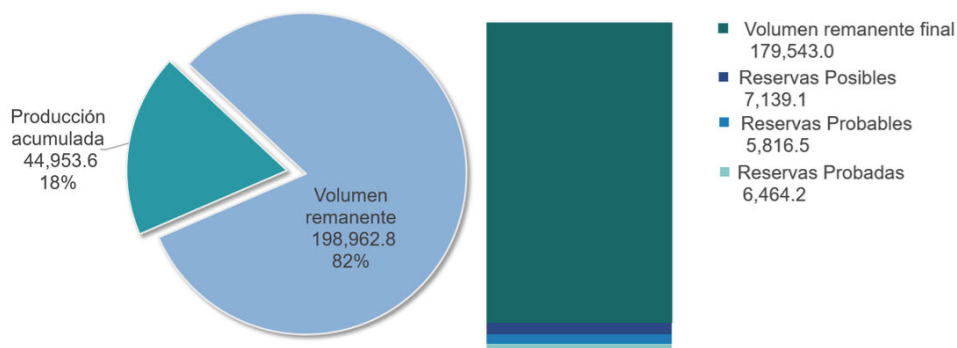


Figura 3 Clasificación de Recursos y Reservas en México conforme al PRMS al 1 de enero de 2018, Crudo (mmb)

Fuente: CNH con información de los Operadores Petroleros.

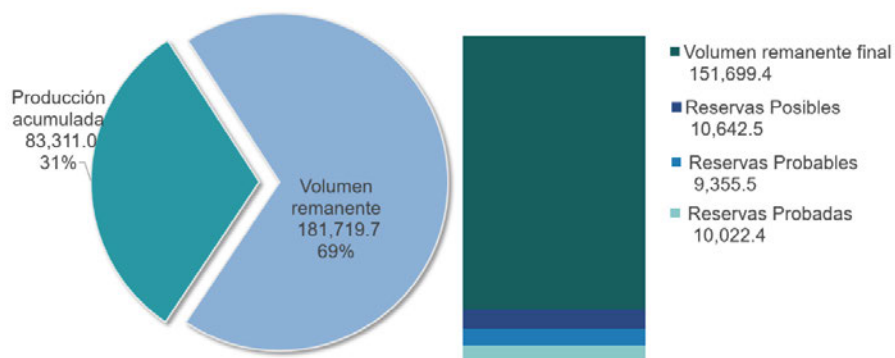


Figura 4. Clasificación de Recursos y Reservas en México al 1 de enero de 2018 conforme al PRMS, Gas (mmmpc)

Fuente: CNH con información de los Operadores Petroleros.

CLASIFICACIÓN DE LOS RECURSOS Y RESERVAS DE HIDROCARBUROS CONFORME A LAS GUÍAS DEL SPE- PRMS

La versión anterior del PRMS (2007) fue complementada por unas guías para su aplicación en el año 2011 que aún no han sido actualizadas considerando el PRMS 2018. Las guías mencionadas mantienen su validez mientras se desarrolla una nueva versión de ellas. Por lo anterior, el documento publicado por el PRMS en 2011, denominado *Guidelines for Application of the Petroleum Resources Management System* funciona como una pauta que proporciona consistencia, transparencia y confiabilidad en el sistema.

A continuación, se mencionan algunos de los elementos relevantes dentro de las guías del SPE-PRMS, para la estimación de reservas en México.

Aplicaciones y uso de la sísmica en Reservas

La información sísmica es un valioso instrumento utilizado en la caracterización de las propiedades físicas del yacimiento. Si bien no se utiliza directamente para estimar volúmenes recuperables y a su vez, factores de recuperación, los datos que se obtienen de ella son utilizados fundamentalmente para la identificación de acumulaciones de hidrocarburos potencialmente producibles y la determinación de volúmenes originales in-situ.

Las interpretaciones obtenidas por medio de datos sísmicos 3D contribuyen con a definir la geometría de la trampa de hidrocarburos, sin embargo, la incertidumbre asociada con el tamaño y calidad de una acumulación dada de hidrocarburos se clasificación bajo los aspectos que menciona el PRMS.

Agregación de reservas

La estimación de recursos y reservas se basa en la evaluación del comportamiento y en cálculos volumétricos de yacimientos completos o porciones de yacimientos. Estas estimaciones pueden ser sumadas para obtener estimaciones a nivel campo (generalmente más utilizada), área y proyecto.

Es importante señalar que, la incertidumbre en las estimaciones individuales de los yacimientos en cada nivel de agregación puede variar significativamente dependiendo en la madurez del recurso que se trate. Derivado de lo anterior, al procedimiento acumulativo de reservas a diferentes jerarquías, por ejemplo: a nivel campo, proyecto, empresa, país, entre otros, se le conoce usualmente como “agregación”.

Reconocimiento de recursos no convencionales

Por lo general, el proceso de evaluación de reservas comienza con la estimación de volúmenes originales in-situ y es seguido por la definición de los volúmenes que pueden ser potencialmente recuperables por técnicas de desarrollo definidas o conocidas. En algunos casos, no existen técnicas o métodos para recuperar estos volúmenes por lo que, deben clasificarse como no recuperables. Este proceso no diferencia entre los recursos denominados convencionales o no convencionales, sin embargo, el desarrollo de los recursos no convencionales y su reconocimiento de reservas requieren mayor análisis e inversiones, mejor tecnología, y procesos más eficientes.

La Figura 5 muestra la clasificación de recursos convencionales y no convencionales incluida en las guías y muestra la relación de los recursos con el impacto en su desarrollo en función del precio de los hidrocarburos y del uso de la tecnología para su extracción.

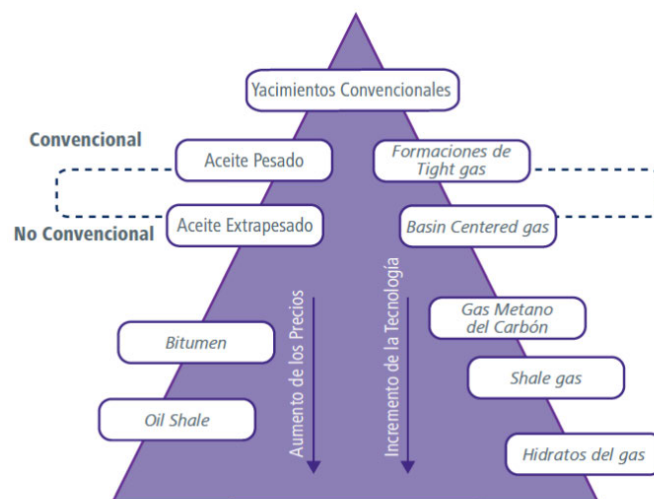


Figura 5. Recursos convencionales y no convencionales

Fuente: Guidelines for Application of the Petroleum Resources Management System.

El PRMS establece que este tipo de hidrocarburos y/o acumulaciones no convencionales pueden no soportar una prueba de flujo en un pozo exploratorio; sin embargo, la acumulación podría ser otro tipo de información, por ejemplo, toma de muestras y/o registros.

Posteriormente al descubrimiento de la acumulación de este tipo de recursos, las porciones estimadas de volúmenes recuperables pueden ser clasificadas como recursos contingentes, y a su vez subclasificadas con base en la madurez progresiva, técnica y comercial, de acuerdo con las subclases de la madurez del proyecto establecidas por el PRMS.

Por lo general, las reservas sólo se atribuyen después de que la evaluación de los descubrimientos ha confirmado la producibilidad técnica y comercial. En muchos casos, los recursos no convencionales deben ser procesados para obtener un producto comercializable; por lo que también se deberán incluir en el proyecto los costos e inversiones necesarios para desarrollarlo.

Las estimaciones de las cantidades de recursos recuperables no convencionales deberán incluir las incertidumbres asociadas expresadas por las categorías establecidas en el PRMS, utilizando la misma metodología de estimación de escenarios (bajo/base/alto) que los recursos convencionales. Dado que estas acumulaciones se encuentran ubicadas a lo largo de extensiones de gran tamaño y es necesario desarrollarlas con una alta densidad de perforación; las técnicas de evaluación probabilista pueden ser más aplicables que en el caso de las acumulaciones y/o recursos convencionales.

DISPOSICIONES DE LA SECURITIES AND EXCHANGE COMMISSION, SEC

La *Securities and Exchange Commission* (SEC), entidad encargada de hacer cumplir leyes federales sobre valores, así como normas y reglamentos para brindar protección a los inversionistas, emitió disposiciones por medio de su última actualización *Modernization of Oil and Gas Reporting Requirements*, efectiva a partir de enero de 2009. Las disposiciones de la SEC describen de manera general los requerimientos y disposiciones emitidas por la SEC en relación con el registro y reconocimiento de las reservas.

Las disposiciones de la SEC abarcan únicamente las reservas probadas bajo el amparo de un plan de desarrollo, sin embargo, deja de manera opcional la entrega de los reportes de las reservas probables y posibles, excluyendo los recursos contingentes y prospectivos, con objeto de proporcionar mayor información al inversionista acerca de los planes futuros y estrategia de la compañía. Define las reservas probadas como las cantidades estimadas de aceite crudo, gas natural y líquidos del gas natural, las cuales, mediante datos de geociencias, de ingeniería y económicos, demuestran con certidumbre razonable que serán recuperadas comercialmente en años futuros de yacimientos conocidos, bajo condiciones económicas, métodos de operación y regulaciones gubernamentales existentes a una fecha específica.

La SEC cuenta con algunas disposiciones obligatorias, por ejemplo, el precio, el cual es el promedio aritmético de los precios de cierre de los primeros días de cada mes durante un periodo de 12 meses, asimismo, en casos particulares, se puede incluir la consideración de los cambios en los precios existentes proporcionados por los arreglos contractuales, pero no sobre escalamientos basados en condiciones futuras.

Otra disposición obligatoria es el reconocimiento de los recursos no convencionales, además de la tecnología confiable, la cual ha sido probada en el campo y ha demostrado proveer con certeza razonable resultados consistentes y repetitivos en el yacimiento, bajo evaluaciones o en una formación análoga; así mismo, se define un horizonte de tiempo razonable para el desarrollo de las reservas probadas no desarrolladas y las probadas desarrolladas no produciendo, el cual se estipula que sea de 5 años.

Con el transcurso del tiempo se realizan actualizaciones en las estimaciones de las reservas iniciales, lo anterior debido a la mayor disponibilidad de información de geociencias, ingeniería y tecnología confiable. Con ello, se tendría mayor posibilidad de que las reservas iniciales, con certeza razonable aumenten, disminuyan o se mantengan constantes.

La SEC permite el uso explícito de métodos deterministas y probabilistas en el cálculo de las reservas, que permitan evaluar el grado de certidumbre razonable de la producción esperada específica para cada categoría de reservas.

CLASIFICACIÓN DE LAS NACIONES UNIDAS PARA LOS RECURSOS Y RESERVAS MINERALES, 2009

La clasificación de las Naciones Unidas para la energía fósil y los recursos y reservas minerales 2009, es un sistema para la clasificación y la presentación de información sobre la energía fósil y los recursos y reservas minerales que puede aplicarse a nivel internacional. Este sistema refleja las condiciones del ámbito económico y social, incluidas las condiciones marco impuestas por los gobiernos y los mercados, la madurez tecnológica e industrial y la siempre presente incertidumbre. Proporciona un marco único en el cual basar estudios energéticos y minerales, análisis de políticas gubernamentales de administración de recursos, planeación de procesos industriales y Asignación eficiente de capital.

Los volúmenes se clasifican con base en tres criterios fundamentales de viabilidad económica y social (E), situación y viabilidad de los proyectos (F) y conocimiento geológico (G), mediante un sistema de codificación numérico e independiente del idioma. Las combinaciones de esos criterios dan lugar a un sistema tridimensional.

La clasificación es un sistema genérico basado en los tres criterios fundamentales mencionados (E, F, G), los cuales son representados por los tres ejes incluidos en la Figura 6.

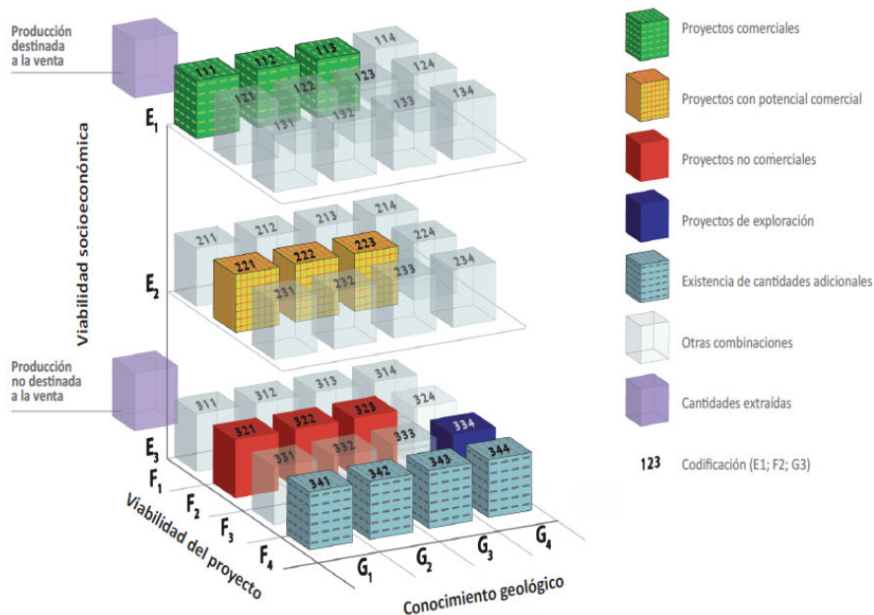


Figura 6 Clasificación Completa de las Naciones Unidas para Reservas y recursos minerales.

Fuente: Clasificación Marco de las Naciones Unidas para la energía fósil y los recursos y reservas minerales, NACIONES UNIDAS, (Nueva York y Ginebra, 2010).

Viabilidad económica y social: Designa en qué medida son favorables las condiciones sociales y económicas al establecer la viabilidad comercial del proyecto, incluida la consideración de los precios de mercado y las condiciones de naturaleza legal, regulatoria, ambiental y contractual.

Viabilidad de los proyectos: Es evaluada en el Eje F y designa la madurez de los estudios y compromisos necesarios para poder implementar planes o proyectos de extracción de los recursos. Aplica desde las primeras actividades de exploración antes de confirmar la existencia de un yacimiento o acumulación hasta un proyecto en donde la extracción y venta se están llevando a cabo. Asimismo, refleja los principios estandarizados para la gestión de la cadena de valor.

Conocimiento geológico: Es evaluado en el Eje G y designa el nivel de confianza o certidumbre en el conocimiento geológico y las posibilidades de recuperar las cantidades estimadas.

La clasificación de los proyectos es definida seleccionando de cada uno de los ejes una categoría o subcategoría particular y siempre son citadas en la misma secuencia (E, F, G).

SISTEMA DE CLASIFICACIÓN CANADIENSE, 2005

El *Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook* (COGEH), es un sistema de clasificación de recursos y reservas de gran contenido técnico, el cual utiliza un nivel de certidumbre para la categorización de las reservas, todas las categorías de reservas (probada, probable y posible) consideran las subcategorías desarrolladas y no desarrolladas, asimismo, considera reservas además de los recursos convencionales y no convencionales la parte de arenas bituminosas y el gas grisú. Los descubrimientos se consideran comercialmente recuperables utilizando tecnología establecida o tecnología aún en desarrollo.

El COGEH puede asignar categorías de reservas a través del mejor estimado. Para el caso de reservas probadas se asignan valores hacia abajo en un rango de a $1/3$ a $2/3$, mientras que, para el caso de las reservas totales se pueden adicionar valores hacia arriba en un rango de a $1/3$ a $2/3$ del escenario mejor estimado.

Para la estimación de reservas probadas se requiere utilizar precios constantes y pronósticos de precios, en tanto que, para las reservas probadas más probables, es posible utilizar un pronóstico de precios. Para ser consideradas reservas probadas en la implementación de métodos de recuperación mejorada con éxito, deben cumplir los siguientes criterios: que existan al menos 3 yacimientos análogos cercanos al área; que se haya demostrado el éxito del proyecto a través de pruebas piloto exitosas, y que se cuente con todas las aprobaciones regulatorias para la implementación del proyecto.

Asimismo, esta metodología plantea que los periodos de tiempo para la categorización de los volúmenes, 2 años para PDNP (Probada Desarrollada No Produciendo), 3 años para PND (Probada No Desarrollada), y periodos de 3-5 años para reservas probables y posibles.

SISTEMA DE CLASIFICACIÓN NORUEGO, 2001

La guía para la clasificación de recursos petroleros en la plataforma continental noruega, *Guidelines to Classification of the petroleum resources on the Norwegian continental Shelf*, es un sistema de clasificación de recursos proveniente del organismo regulador de Noruega* *Norwegian Petroleum Directorate* (NPD), el cual se basa en la clasificación SPE/WPC/AAPG 2000. Este sistema representa un buen ejemplo de una aplicación modificada de dicha clasificación y fue realizada con el fin de satisfacer las necesidades legales y regulatorias del sistema noruego. La clasificación de este sistema se basa en la madurez de los proyectos, asigna un código a cada recurso dependiendo de la clase, tipo de recurso, categoría del proyecto y finalmente, la incertidumbre asociada a la recuperación de los volúmenes. La Figura 7 muestra la clasificación de los recursos de acuerdo con el sistema noruego.

* Lineamientos de reservas del directorado noruego -Veiledning til klassifisering av petroleumssressursene på norsk kontinentalsokkel Oljedirektoratet juli 2001 Pkt 4.4,

	Clasificación		Categoría de Proyecto
Descubierto	Producción histórica	0	Vendido y entregado
	Reservas	1	En producción
		2F/A	PDO Aprobado
		3F/A	Decidido para desarrollar
	Recursos Contingentes	4F/A	En fase de planeación
5F/A		Recuperación probable pero no decidida	
6		Recuperación no muy probable	
7F/A		No evaluada	
No descubierto	Reservas no descubiertas	8	Prospectos
		9	Plays

Figura 7 Sistema de clasificación noruego

Fuente: Guidelines to classification of the petroleum resources on the Norwegian continental shelf, Norwegian Petroleum Directorate, julio 2001.

Las Categorías 0-7 abarcan los recursos descubiertos y recursos recuperables, en la categoría 7 se colocan las posibles medidas futuras para mejorar el factor de recuperación, junto con los descubrimientos que aún no han sido evaluados. Las categorías 8 y 9 abarcan los recursos no descubiertos. El nivel (F) identifica cantidades vinculadas a la recuperación inicial del proyecto (recuperación primaria), mientras que el nivel (A) son cantidades adicionales para los proyectos de recuperación mejorada entre otros. Además, asigna un nivel de incertidumbre bajo (L), medio (B), y alto (H), como se muestra en la Tabla 1.

Clase	Tipo de Recurso (Sub-clase)	Código	Categoría de proyecto	Categoría de incertidumbre
	Producido	RC0		
Reservas	En producción	RC1		L,B,H
	Aprobado para Producción	RC2	F,A	L,B,H
	Decidido para producción	RC3	F,A	L,B,H
Recursos Contingentes	Producción en fase de clarificación	RC4	F,A	L,B,H
	Producción probable pero no clarificada	RC5	F,A	L,B,H
	Producción no probable	RC6	F,A	L,B,H
	Producción no evaluada	RC7	F,A	L,B,H
Recursos no descubiertos	Prospectos	RC8		L,B,H
	Recursos no asignados	RC9		L,B,H

Tabla 1. Sistema de clasificación de recursos petroleros noruego

Fuente: The Norwegian Petroleum Directorate's resource classification system 2016

SISTEMA DE CLASIFICACIÓN RUSO, 2013

Otro ejemplo, del sistema de clasificación es el sistema de clasificación ruso, Recomendaciones Metodológicas sobre la Aplicación en la Clasificación de las Reservas y Recursos de Petróleo y Gas, el cual fue aprobado por el Ministerio de Recursos Naturales y Ecología de la Federación Rusa, con el objetivo de implementar la clasificación de reservas y recursos de petróleo y gas inflamable. El volumen original de hidrocarburos total es subdividido en descubierto y no descubierto. El volumen original de hidrocarburos no descubierto se conoce como recurso geológico, mientras que el volumen original descubierto, se conoce como reserva geológica.

Las clasificaciones (A), (B1) y (C1) equivalen a la clasificación de reservas Probada Desarrollada Produciendo (PDP), Probada Desarrollada No Produciendo (PDNP) y Probada No Desarrollada (PND), definidas en la PRMS; en el caso de la clasificación (C2) es una combinación de las reservas probables y posibles. La Figura 8 describe el sistema de clasificación ruso con más detalle.

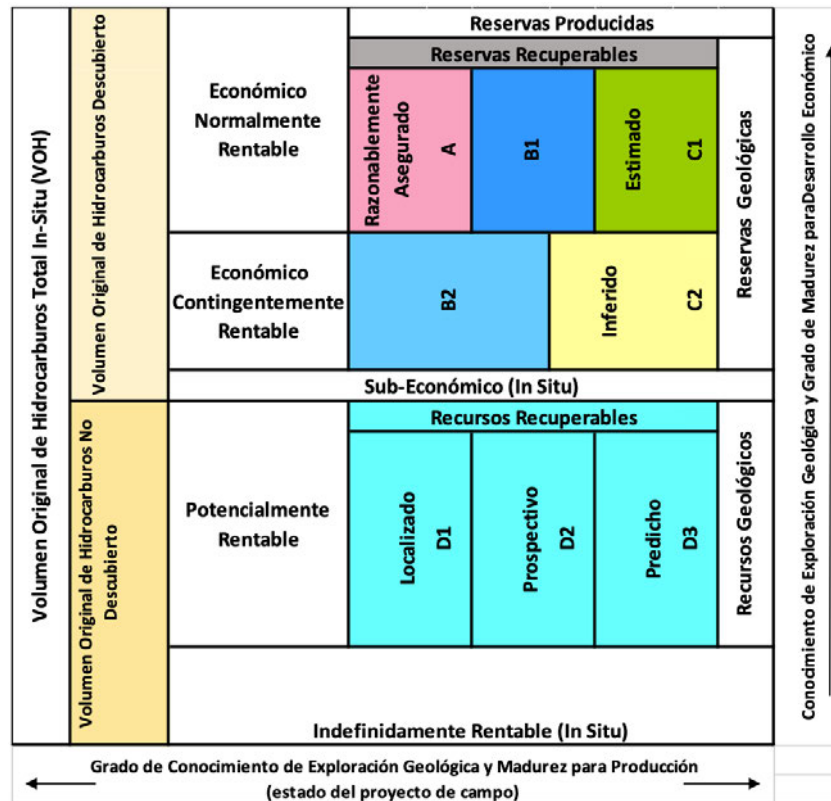


Figura 8 Sistema de Clasificación ruso

Fuente: Recomendaciones Metodológicas sobre la Aplicación en la Clasificación de las Reservas y Recursos de Petróleo y Gas.

RESERVAS Y SU RELACIÓN CON PROYECTOS DE EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN

Dentro de la cadena de valor del proceso de exploración y extracción se encuentra la clasificación y evaluación de reservas, donde implícitamente se identifican los proyectos asociados con una acumulación de hidrocarburos que puede ser recuperada, misma que debe clasificarse de acuerdo con su estado de madurez y oportunidad comercial. Un proyecto integral inicia con el proceso de exploración, donde se establecen iniciativas o hipótesis sobre la existencia de sistemas petroleros, plays y prospectos, estimando su potencial petrolero y el posible valor económico. Durante este proceso se realizan los estudios sísmicos, modelos geológicos, simulaciones y perforación de pozos exploratorios y delimitadores, entre otros, así como la evaluación de incertidumbres y riesgos asociados a las oportunidades que conduzcan a la posible incorporación de reservas.

Posteriormente, se definen los yacimientos que serán producidos mediante los proyectos de extracción con base en diferentes opciones técnicas y estrategias de ejecución determinando de esta manera los volúmenes a ser recuperados de manera comercial. A nivel de yacimiento es importante tener en consideración atributos claves como la cantidad de hidrocarburos in-situ, las propiedades de los fluidos, las características físicas de la roca, entre otros aspectos, que afectan la recuperación de crudo y gas. Cada proyecto de extracción aplicado a un desarrollo de un yacimiento, o un campo, tendrá como consecuencia un pronóstico de producción, este pronóstico deberá ser acotado al límite económico y/o contractual. El pronóstico de producción podrá sufrir ajustes y/o cambios por condiciones operativas, estrategias de extracción, condiciones contractuales, Asignación de presupuesto, etcétera, de un año a otro, debiendo hacer el ajuste en los valores de reservas correspondientes.

Un proyecto puede definirse en diferentes niveles y etapas de madurez, puede incluir uno o más pozos, e instalaciones asociadas de producción y procesamiento, asimismo, un proyecto puede desarrollar muchos campos y yacimientos o muchos proyectos menores pueden recuperar volúmenes de hidrocarburos de un yacimiento o un conjunto de ellos, agrupados en un campo.

Las reservas de hidrocarburos son valores de carácter dinámico, los cuales están en función de diversos parámetros técnicos y económicos. Cualquier variación y/o incertidumbre en estos últimos afectarán de manera directa el valor de las reservas. Las categorías de inversión asociadas a la actividad física, es otro aspecto importante que también debe ser considerado, tal y como se refleja en la Tabla 2.

Tipo de Inversión	Reservas	Tipo de Inversión asociada	Actividad
Operacional	PDP	Producción de hidrocarburos	Producción base
		Mantenimiento de pozos	Reparaciones menores, estimulaciones, fracturamientos
Estratégica	PDP	Reparaciones mayores	Reentradas, cambios de intervalo
	PND	Reparaciones mayores	Profundizaciones
		Desarrollo de pozos intermedios	Áreas no drenadas
	PND o Probable	Desarrollo de campos	Pozos de desarrollo
	PDP o Probable	Sistemas artificiales de producción	Conversiones a BM, BN, BEC
	Probable	Recuperación secundaria	Inyección de agua y gas
Recuperación mejorada		Inyección de vapor y químicos	

Tabla 2 Principales Tipos de Inversión por Categorías de Reserva

Fuente: CNH

La acumulación potencial de hidrocarburos (recursos y reservas) está sujeta a una variedad de proyectos que se pueden clasificar con base en la etapa en la que se encuentre, como puede ser: exploración, desarrollo, producción o extracción y abandono. Los recursos y reservas deberán estar soportados por un plan de exploración, delimitación y/o desarrollo definido bajo un proyecto. En el caso de un recurso exploratorio que supone un descubrimiento y desarrollo comercial exitoso, se considera que las incertidumbres principales de esta etapa son mayores debido a que se cuenta con información limitada. Los planes de desarrollo deben ser técnicamente factibles y comerciales. La viabilidad comercial de un proyecto depende de un pronóstico de las condiciones que existirán durante el período de tiempo que abarcan las actividades del proyecto en donde se incluyen, entre otros, factores tecnológicos, económicos, legales, ambientales, sociales, y gubernamentales. Por su parte, los factores económicos pueden resumirse en resultados en función a costos precios e inversiones relacionados a condiciones del mercado, infraestructura de transporte, procesamiento, términos fiscales e impuestos.

Las cantidades de reservas estimadas serán aquellos volúmenes producibles de un proyecto que se miden de acuerdo con las especificaciones de entrega en el punto de venta o de transferencia de custodia. Los datos técnicos de soporte, los procesos analíticos y las metodologías usadas en una evaluación de reservas deberían documentarse con detalle para permitir a un certificador interno o externo o a un regulador entender claramente las bases para la estimación y categorización de las reservas.

La Figura 9, representa de manera cualitativa el nivel de incertidumbre que tienen los proyectos de exploración y extracción asociados a la categoría de reservas o recursos.

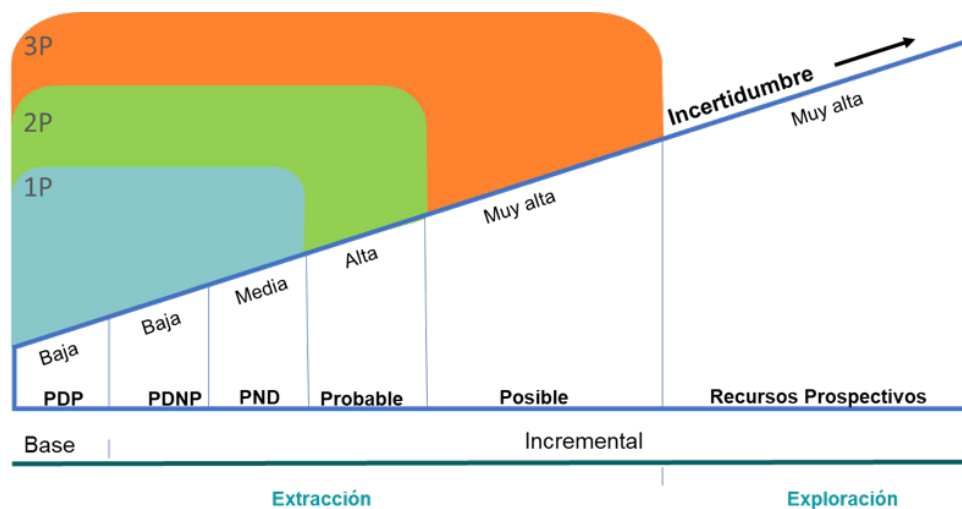


Figura 9 Tipos de proyectos y su relación con las categorías de Reservas

Fuente: CNH

PROCESO GENERAL DE CERTIFICACIÓN DE RESERVAS

Las compañías operadoras y los Terceros Independientes llevan a cabo una serie de pasos que permiten realizar las estimaciones y obtener los valores finales de reservas, la Figura 10 muestra los principales pasos en el proceso de estimación y clasificación de reservas.



Figura 10. Proceso de estimación y clasificación de Reservas

Fuente: CNH

CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS

Con el objeto de determinar el volumen original de los yacimientos, se llevan a cabo las siguientes actividades:

i. Interpretación sísmica

Los estudios sísmicos tienen la finalidad de encontrar acumulaciones de hidrocarburos, básicamente, a partir de las variaciones en las propiedades de las rocas y fluidos contenidos en el subsuelo. Dichas variaciones son registradas realizando mediciones en o cerca de la superficie. La interpretación sísmica es solamente una de las fases de los estudios sísmicos, con base en la previa adquisición y procesado de datos.

Como su nombre lo indica, la interpretación sísmica se refiere al análisis de los datos obtenidos, una vez procesados, partiendo de un modelo geológico conceptual del área en estudio, es decir, se trata de darle un sentido físico a los datos obtenidos tomando como referencia un modelo conceptual previamente establecido.

Uno de los resultados principales de esta fase es la identificación de los horizontes que componen el modelo geológico (litología), así como los diferentes fenómenos tectónicos ocurridos en el modelo (fallas, pliegues, intrusiones salinas, etc.).

Toda sísmica tiene una resolución definida, la cual depende de las técnicas de adquisición, del procesamiento de los datos y de las características mismas del área en estudio. Es importante señalar que la resolución vertical de los estudios sísmicos generalmente es baja, de manera que sólo se pueden identificar las variaciones macro en las formaciones. Cuando se tiene una buena resolución, se puede llegar a identificar estructuras, fallas y límites externos, tal y como se puede observar en la Figura 11.

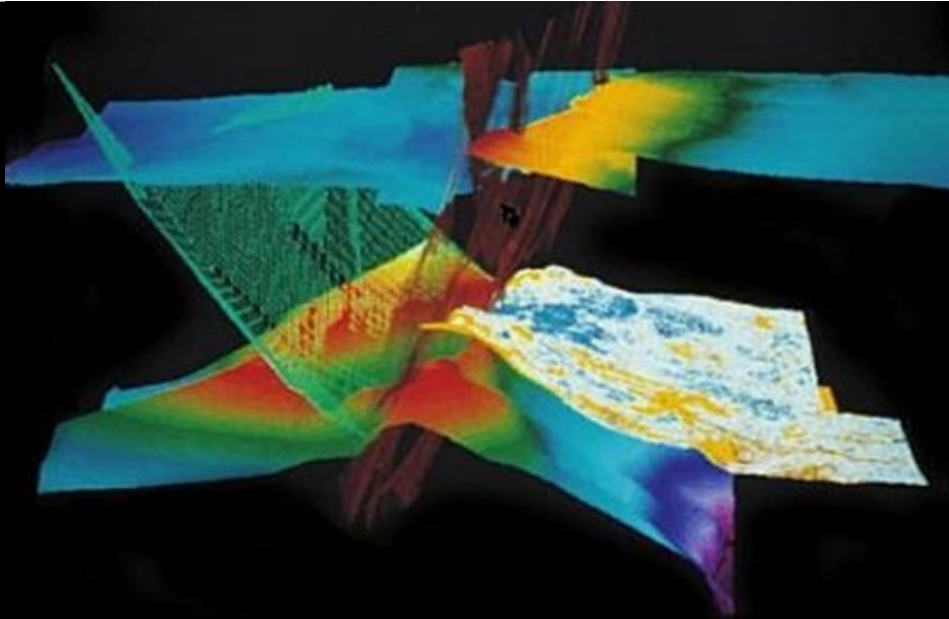


Figura 11. Interpretación sísmica
Fuente: Brown, Alistair R.
Interpretation of Three-
Dimensional Seismic Data,
Volume 4, SEG, 7a Ed., 2011

ii. Análisis de núcleos.

Los núcleos son muestras de roca de hasta nueve metros de longitud o pueden ser tapones dispersos por la formación, se obtienen durante la perforación de pozos. Los núcleos brindan evidencias directas de la presencia, distribución y capacidad de producción de hidrocarburos, además de proporcionar rasgos de los yacimientos a los que no se puede acceder de manera directa, en otros casos solamente podrían ser interpretados a partir de registros geofísicos. El análisis de núcleos refiere a estudios de laboratorio, ya sea utilizando uno o varios tapones (pequeñas muestras del núcleo completo) o el núcleo completo, a fin de obtener una descripción y propiedades de los yacimientos y los fluidos que contienen, la Figura 12 muestra una imagen de un núcleo de diámetro completo y tapón tomado de éste.



Figura 12. Muestra de núcleo
Fuente: Oilfield Review.
Schlumberger. Volumen 25,
No.2, 2013. p 17.

Un análisis rutinario ayuda a los geocientíficos a evaluar la porosidad, la permeabilidad, la densidad de grano, la saturación de fluidos, la litología y la textura. Adicionalmente se pueden realizar análisis especiales con objetivos específicos, tales como medición de presiones capilares, permeabilidad relativa, saturaciones de fluidos residuales, mojabilidad, propiedades geomecánicas y eléctricas, resonancia magnética, daño a la formación, identificación de minerales por DRX (Difracción de Rayos X) y microscopía electrónica de barrido, así como contenido orgánico, entre otros. Los resultados de estos análisis ofrecen una medición directa para calibrar las interpretaciones de las distintas propiedades derivadas de los registros geofísicos y mediciones sísmicas, así como la respuesta de los registros de resonancia magnética nuclear para obtener estimaciones de la porosidad y saturaciones en la formación cortada por el pozo. La petrografía y la sedimentología del núcleo también pueden ser evaluadas en detalle para el entendimiento de las propiedades del sistema roca-fluidos que son fundamentales, tanto para el modelado estático como para el dinámico del yacimiento.

Es importante tomar en cuenta que los análisis de núcleos son para una pequeña escala (comparando con la escala de yacimiento), por lo que esto se debe considerar cuando se extrapolen y se escalen las propiedades para el modelado del yacimiento.

iii. Determinación del modelo petrofísico

La petrofísica se refiere al estudio de las propiedades de las rocas y su interacción con los fluidos contenidos en ellas. El conocimiento de estas propiedades junto con las propiedades de los fluidos es fundamental para desarrollar, administrar y predecir el comportamiento de manera eficiente de los yacimientos petroleros.

A partir de ecuaciones, algoritmos u otros procesos matemáticos iterativos, la petrofísica proporciona, para propósitos volumétricos y de modelado, espesor bruto y neto, porosidades (ϕ), permeabilidad (k), saturación de agua, aceite y gas (S_w , S_o y S_g , respectivamente), profundidad de contactos, volumen de arcilla (V_{cl}) y de otros componentes minerales.

Así, el modelado petrofísico se refiere al proceso o procedimientos utilizados para interpretar los datos petrofísicos, los cuales generalmente se obtienen de los registros geofísicos de pozos, núcleos y muestras de rocas de recortes de perforación o superficiales, como se puede ver en la Figura 13. La autoreferencia al marcador no es válida.. Para calibrar los modelos petrofísicos, éstos se deben correlacionar con los datos de núcleos, datos de producción, pruebas de presión, entre otros. Adicionalmente, de un modelo petrofísico se pueden determinar unidades de flujo y tipos de roca.

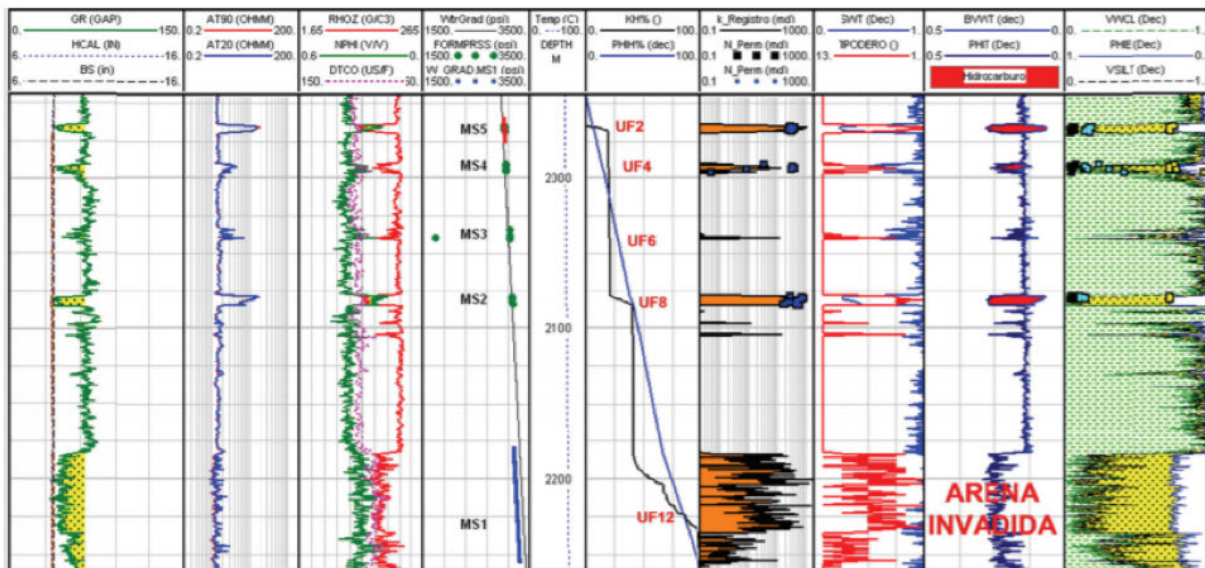


Figura 13. Evaluación petrofísica de un pozo.

Fuente: Quilantan P, A. y Reyez S., M.A. Caracterización petrofísica de arenas del Neógeno en un pozo gasífero de la cuenca de Veracruz. Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana. Volumen 64, Núm. 3, 2012, p.295-304.

iv. Elaboración del modelo geológico integral

El modelo geológico es una integración de las características y propiedades estáticas de un yacimiento, que tiene por objetivo reducir la incertidumbre que se tiene del conocimiento de subsuelo. En general, consta de modelos más detallados, de acuerdo con las diversas disciplinas involucradas (geofísica, geología, geoestadística e ingeniería petrolera). En otras palabras, un modelo geológico integral consta de los modelos estructural, sedimentario, estratigráfico, litológico, y de velocidades, entre otros, los cuales son comparados o calibrados con datos de producción (si se cuenta con ellos), a fin de contar con una representación más realista y confiable del subsuelo.

A partir del modelo geológico integral se estima el volumen de hidrocarburos que pueden ser recuperados. Asimismo, permite determinar la heterogeneidad del yacimiento e identificar su influencia en las propiedades petrofísicas de las rocas y en las características que tendrá el flujo de fluidos al momento de la producción de hidrocarburos. También contribuye a delimitar el área del yacimiento, ya sea de manera estructural o de manera estratigráfica. Es importante señalar que una vez que se cuenta con la información que se genera a partir de este modelo se puede continuar con el modelado dinámico, realizando el escalamiento correspondiente.

Para ayudar a clarificar el concepto, a continuación, se presenta el flujo de trabajo que se realiza generalmente para la construcción de algunos modelos:

1. Una vez que se tiene el marco estructural, se lleva a cabo la distribución de las propiedades petrofísicas empleando métodos geoestadísticos, tomando en cuenta los aspectos geológicos para la definición de dirección y orientación. Este modelo incluye los resultados generados de las interpretaciones de la información sísmica, estratigráfica y petrofísica.
2. Se construye el modelo estructural, el cual queda delimitado por las fallas existentes en cada campo, si es el caso, de esta manera se establece el tamaño horizontal de celda.
3. Se conforman las unidades cronoestratigráficas con base en los marcadores geológicos, las cuales se subdividen conforme al comportamiento de los datos petrofísicos registrados en variogramas verticales. También se definen los contactos agua-aceite y gas-aceite para cada yacimiento representado en el modelo.
4. Se realiza el cálculo de la relación espesor neto-bruto (NTG) conforme a los valores de corte, así como el acotamiento y delimitación de las propiedades petrofísicas.
5. Con base en el comportamiento estadístico de cada propiedad, se realiza el escalado correspondiente y el análisis geoestadístico-probabilista para determinar por cada unidad, los rangos y relaciones de anisotropía existentes.
6. Una vez definidas las propiedades a distribuir, se construyen mapas de probabilidad con base en atributos geométricos y datos de producción normalizados para zonificar adecuadamente la relación entre el comportamiento de la propiedad y el marco estructural.

7. Comúnmente se utiliza simulación secuencial gaussiana condicionada con variables secundarias y/o mapas de probabilidad para distribuir cada propiedad, llevando a cabo cierto número de realizaciones por cada una y obteniendo su promedio aritmético como resultado final.
8. Se calcula el volumen original de hidrocarburos con los promedios de las propiedades distribuidas (porosidad efectiva, relación espesor neto-bruto, saturación de agua, entre otros) y sus respectivos contactos de fluidos, considerando el factor de volumen del aceite inicial (Boi) para cada campo.

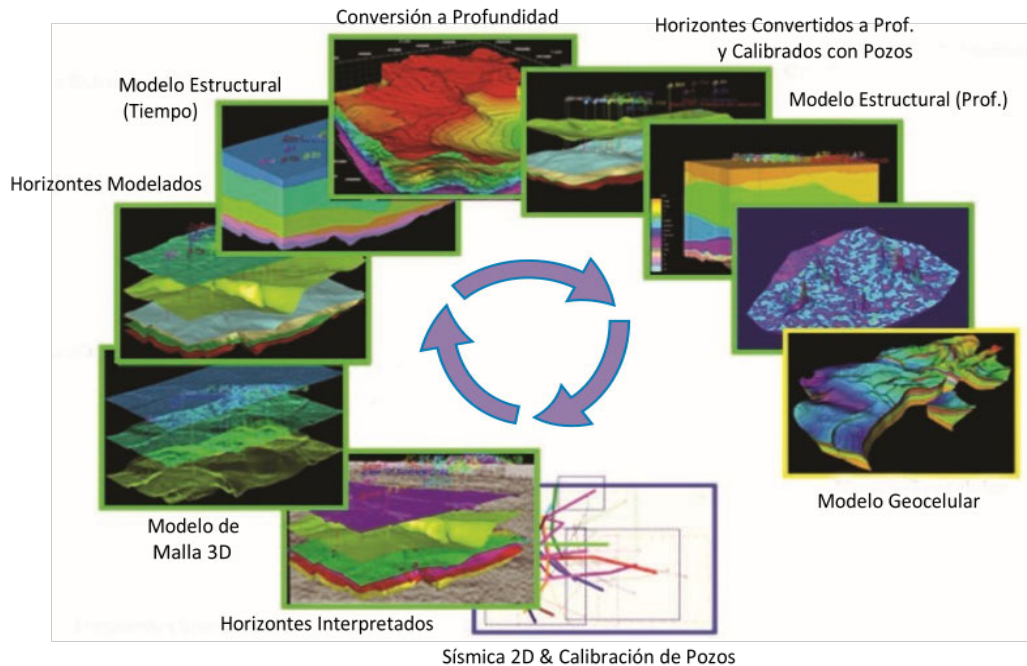


Figura 14 Esquema de integración del modelo geológico actual
Fuente: Property Modeling, Petrel 2013. Schlumberger, 2013. 536 pp.

INGENIERÍA DE YACIMIENTOS

Las estrategias de extracción, los pronósticos de producción de hidrocarburos, así como los factores de recuperación son definidas por las siguientes actividades:

i. Caracterización de fluidos

Un conocimiento apropiado del comportamiento de los fluidos a lo largo de la vida productiva de un campo o yacimiento es fundamental para una eficiente administración de yacimientos. Lo anterior, debido a que las propiedades de los fluidos juegan un papel muy importante para el desarrollo de herramientas de pronósticos de producción de hidrocarburos, y por lo tanto para el diseño de instalaciones y equipos para el manejo y transporte de hidrocarburos. Asimismo, las propiedades de los fluidos influyen en la determinación de los volúmenes in situ, en el cálculo de factores de recuperación y en la definición de estrategias de desarrollo.

La caracterización del comportamiento de los fluidos del yacimiento con la presión, volumen y temperatura (PVT) consiste en una serie de pasos:

1. Adquisición de muestras representativas de fluidos
2. Mediciones PVT en el laboratorio
3. Control de calidad de las mediciones
4. El desarrollo de modelos matemáticos que representen fielmente los cambios en las propiedades del fluido en función de la presión, temperatura y composición

Cabe resaltar que el tipo de fluido y los procesos de producción dictarán el tipo y la cantidad de datos requeridos.

Algunas de las propiedades de los fluidos son: factores de volumen de formación del agua, del aceite y del gas (B_w , B_o y B_g , respectivamente); relación de solubilidad en el aceite y en el agua (R_s , R_{sw}); viscosidades del agua, del aceite y del gas (μ_w , μ_o , μ_g , respectivamente); compresibilidad del agua, del aceite y del gas (c_w , c_o , c_g); comportamiento de fases y presión de saturación (P_b).

ii. Pruebas de presión

El análisis de pruebas de presión es una técnica donde se estudia el comportamiento de un pozo cuando éste es sometido a variaciones de presión y/o producción con respecto al tiempo. Con la información obtenida de estos análisis se pueden estimar las propiedades de roca, de los fluidos y de flujo. Con esta técnica, los datos de presiones y gastos medidos son ajustados a un modelo matemático de flujo que mejor describa el comportamiento dinámico del sistema pozo-yacimiento. Algunos de los datos obtenidos a partir de estos análisis son el área de drene del pozo, el daño o la estimulación en la vecindad del pozo, la presión del yacimiento, la permeabilidad, la porosidad, algunas discontinuidades en el yacimiento, la distribución de fluidos, entre otros. Algunas pruebas de presión son la de incremento de presión, decremento de presión, pruebas de inyectividad y prueba de interferencia, como se muestra en la Figura 15.

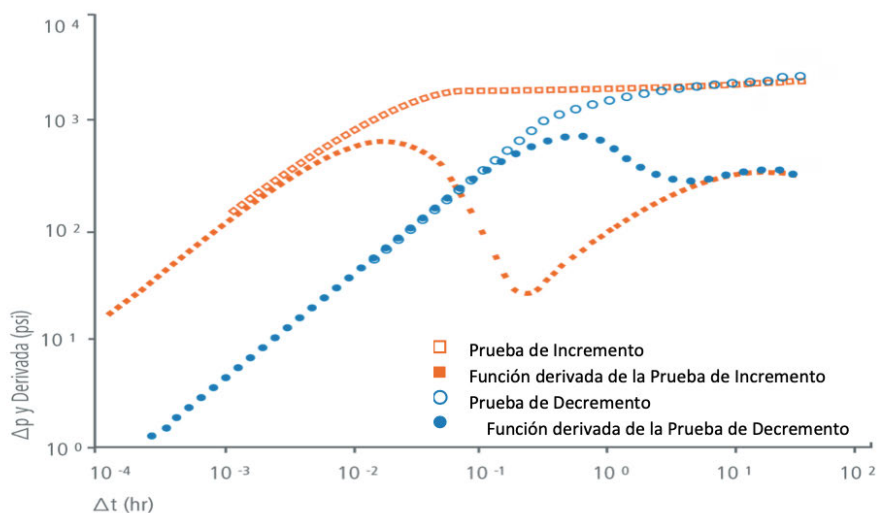


Figura 15. Diagnostico en gráfico Log-Log de las pruebas de incremento y decremento.
Fuente: Economides Michael J. et al: Petroleum Production Systems, Prentice Hall, 1993.

iii. Análisis de curvas de declinación

El análisis de curvas de declinación permite pronosticar ritmos de producción, y sirve de base para estimar la productividad y las reservas de hidrocarburos, es uno de los métodos más antiguos empleados para el pronóstico de producción de hidrocarburos. Su simplicidad y capacidad de pronosticar lo han convertido en una herramienta de uso general, especialmente cuando se cuenta con muy poca información de producción.

La pérdida de presión en el yacimiento o los cambios en los ritmos de producción son las principales causas de la declinación. Trazando una línea a través de los valores de producción, los cuales van disminuyendo en el tiempo, y asumiendo esta misma tendencia en el futuro, se obtiene la base para el análisis de declinación. A través de sencillas técnicas gráficas se determinan ciertos parámetros a partir de la curva de declinación, tales como gasto inicial o factor de declinación.

Existen básicamente cuatro tipos principales de curvas de declinación: exponenciales, armónicas, hiperbólicas y compuestas. Matemáticamente, su principal diferencia radica en el valor del parámetro conocido como constante de declinación (b), cuando su valor es cero, es exponencial; cuando es uno, es armónica; y cuando está entre cero y uno, es hiperbólica. Cabe señalar que se ha encontrado que el valor de b tiene un valor mayor a 1 en el caso de lutitas.

iv. Balance de materia

El balance de materia es una técnica que se utiliza para estimar el volumen original de aceite y/o gas en sitio, así como también es usada para estimar la recuperación primaria, y analizar los mecanismos de recuperación primarios que se presentan en un yacimiento. Esta técnica se basa en la ley de conservación de la masa. Las suposiciones básicas son las siguientes:

- Modelo de tanque homogéneo, es decir, las propiedades de la roca y fluidos permanecen constantes en todo el yacimiento.
- La producción e inyección de fluidos ocurre en un mismo punto.
- No se considera la dirección del flujo de fluidos.

Para que la técnica de balance de materia tenga éxito en el largo plazo, se requiere un programa para el monitoreo de la presión y producción del yacimiento, y contar con datos PVT precisos.

El método de balance de materia también se puede usar para el ajuste histórico de la producción del yacimiento, que a su vez permite estimar propiedades del yacimiento y/o de los fluidos, así como también predecir el pronóstico del comportamiento primario de producción.

v. Simulación numérica

El principal objetivo de la simulación numérica de yacimientos es modelar y predecir el comportamiento de los yacimientos de hidrocarburos bajo diferentes condiciones de operación, incluyendo los métodos de recuperación a aplicar, y así poder reducir el riesgo asociado al plan de extracción. Se le considera una herramienta muy importante en el proceso de administración de yacimientos al permitir monitorear y evaluar el desempeño del yacimiento.

La simulación numérica se fundamenta en el principio de balance de materia y consiste de algoritmos que resuelven sistemas de ecuaciones que representan el flujo de fluidos en medios porosos, así como los cambios de fases que pueden presentar los fluidos del yacimiento. Con esta técnica se divide al yacimiento en pequeños tanques o celdas, considerando las direcciones de flujo y las heterogeneidades del yacimiento.

No todos los yacimientos requieren un estudio con un modelo sofisticado de simulación numérica, de hecho, en algunos casos, modelos relativamente simples se ajustan a las necesidades de algunos proyectos de extracción para la estimación de pronósticos de producción, de reservas y de estrategia de extracción, entre otros.

v. Sistemas artificiales de producción

Durante la vida productiva de los yacimientos la presión tiende a disminuir debido a la producción de los fluidos contenidos en ellos, a tal grado que en la mayoría de los casos llega un momento en que los pozos productores dejan de fluir de forma natural.

Cuando lo anterior ocurre, es decir, cuando el flujo de fluidos no es capaz de llegar a las instalaciones superficiales, la mayoría de las veces se implementa un sistema artificial de producción (SAP), ya que éste ayuda a llevar los fluidos del fondo del pozo a la superficie.

Previo a su instalación es necesario efectuar un estudio en el que se involucren los diferentes sistemas artificiales a fin de determinar cuál es el que se adapta a las necesidades del pozo y del yacimiento. Algunos ejemplos de sistemas de producción son:

- Bombeo mecánico
- Bombeo neumático
- Bombeo electrocentrífugo
- Bombeo hidráulico de pistón
- Bombeo hidráulico jet
- Bombeo cavidades progresivas

vii. Diseño de instalaciones superficiales

El diseño de las instalaciones superficiales consiste en disponer de un arreglo con diversos equipos, tales como árboles de válvulas, ductos, conexiones superficiales, baterías de separación, compresores, líneas de inyección, tanques de almacenamiento, entre otros, tomando en cuenta las capacidades de éstos, a fin de transportar y controlar la producción extraída hacia los tanques de almacenamiento y bombeo. De esta manera se garantiza el funcionamiento óptimo y seguro de las instalaciones superficiales durante las operaciones de producción, recolección, transporte, separación, almacenamiento y bombeo de hidrocarburos, lo anterior se representa en la Figura 16.

Debido a que los pozos petroleros no sólo producen hidrocarburos sino también otro tipo de productos, tales como agua, dióxido de carbono, gas sulfhídrico, arenas, etc., los fluidos producidos no pueden ser distribuidos directamente a los clientes. Éstos deben pasar por un sistema de separación y tratamiento de fluidos para lograr una mezcla ideal de componentes solicitados previamente por el cliente.

Las condiciones de diseño de los equipos e instalaciones superficiales se calculan a partir de los pronósticos de producción obtenidos de los simuladores de yacimientos, y aunque dichas estimaciones puedan ser precisas, se debe considerar que la composición de los fluidos, los gastos de producción, las presiones y las temperaturas, etc., tienen variaciones durante la vida productiva del pozo. Por lo anterior, el diseño de las instalaciones se debe realizar adecuándose a las necesidades que se presenten durante la vida del proyecto.

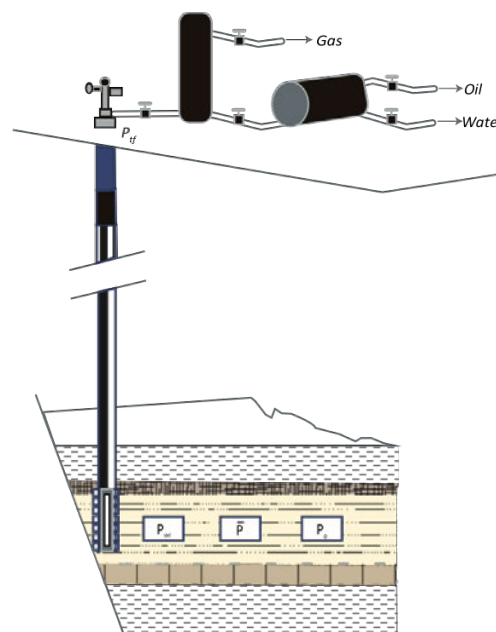


Figura 16. Sistema de producción de petróleo
Fuente: Michael J. et al: Petroleum Production Systems, Prentice Hall, 1993.

INGENIERÍA DE PRODUCCIÓN

Las condiciones de operación del sistema para el manejo de los hidrocarburos producidos dependen principalmente del tipo de fluido producido (aceite extrapesado, pesado, intermedio, ligero, superligero, gas y condensado o gas seco), de la ubicación del yacimiento (terrestres o costa afuera) y del análisis económico.

Los hidrocarburos producidos deben ser separados para que puedan ser transportados y almacenados en los equipos adecuados, así como también se les deben sustraer los contaminantes que los acompañan, los cuales también a su vez deben ser almacenados, transportados y desechados con especificaciones especiales.

En realidad, el manejo de la producción puede ser tan diverso como los yacimientos mismos, es decir, se puede tener un solo pozo conectado a una plataforma fija, a un *Floating Production Storage and Offloading* (FPSO) o a una instalación en tierra, o bien se puede tener un conjunto de pozos que están conectados a una instalación fija o flotante o a una instalación terrestre.

Los yacimientos en aguas profundas y los yacimientos de aceite extrapesado requieren una atención especial debido a la naturaleza misma de los proyectos. Por un lado, el manejo de la producción de hidrocarburos en aguas profundas se debe de llevar a cabo con estricto apego a las normatividades de seguridad industrial y ambiental. Por su parte, al aceite extrapesado generalmente se le debe añadir un diluyente mientras se transporta en los ductos a fin de que éste fluya.

EVALUACIÓN ECONÓMICA

Las variables que intervienen en la evaluación económica son aquéllas que definirán si el proyecto es rentable y, por lo tanto, saber si los volúmenes serán clasificados como reservas. Las principales variables para la evaluación económica son:

- Producción
- Precios
- Costos de operación
- Inversiones
- Indicadores económicos
- Límite económico

i. Producción

Por lo general, la producción impacta directamente los ingresos, y por ende la decisión de realizar o no un proyecto. Para la determinación y cuantificación de la producción, es necesario llevar a cabo un profundo estudio técnico en el que se evalúen las reservas del yacimiento, la infraestructura con la que se cuenta o se planea adquirir y la tecnología disponible.

ii. Precio

En particular el precio es una de las variables más importante en la evaluación económica, pues la variación de éste es la que tiene el mayor impacto en el resultado de un proyecto.

La variación de los precios puede provocar una reclasificación de reservas. Para la determinación del precio es necesario tomar en cuenta la oferta, la demanda y el precio previo, tanto para los hidrocarburos como para sus derivados, así como también el riesgo técnico, económico e inclusive político. Además, el precio también es función de la calidad de los hidrocarburos, la cual va ligada con la densidad de éstos, por ejemplo, un crudo, entre más ligero sea tendrá una mayor densidad API y por ende una mayor calidad del hidrocarburo, y con bajo contenido de impurezas tales como, CO₂ N₂, etc., estas variaciones inciden en que el precio de los hidrocarburos no sea el mismo para cada tipo de crudo producido.

iii. Costos

Son todos los gastos necesarios para mantener en operación el proyecto, esto incluye los bienes y servicios que se requerirán. En la terminología de la industria esta variable se refiere al Opex (*Operating Expenditure*).

Los costos serán determinados en función de la infraestructura y su mantenimiento requerido, de los productos y los servicios que se necesitan, así como de la eficiencia en el uso de estos recursos. Los costos pueden ser clasificados en diversos tipos según la forma de imputación a las unidades de producto, los cuales pueden ser: fijos o variables.

iv. Inversiones

Es el capital necesario para poner en marcha el proyecto. Es la aplicación de recursos financieros, ya sea de índole pública o privada, destinados a obtener un beneficio o un servicio a lo largo de un plazo previsto.

La inversión se cuantifica mediante el costo de todos los elementos tanto físicos (maquinaria, equipo, terrenos, etc.) como de capital de trabajo, que permitirán la puesta en marcha de un cierto proyecto o la actualización de éste, ya que las erogaciones posteriores se contabilizan como costos. En la terminología de la industria esta variable se refiere al Capex (*Capital Expenditure*).

v. Indicadores económicos

La evaluación económica de un proyecto se realiza mediante el análisis de los indicadores económicos, éstos nos permiten conocer y evaluar los flujos de efectivo (ingresos-egresos) durante el tiempo. Conociendo estos indicadores y utilizando las metodologías de evaluación, se puede determinar la rentabilidad del proyecto que sustenten las reservas estimadas durante el horizonte de evaluación y con ello determinar el valor de las reservas de hidrocarburos. Reservas estimadas durante el horizonte de evaluación y con ello determinar el valor de las Reservas de hidrocarburos.

Entre los principales indicadores de rentabilidad destacan los siguientes:

- Valor presente neto.
- Eficiencia de la inversión (VPN/VPI)
- Tasa interna de retorno.

vi. Límite económico (LE)

El límite económico es el punto máximo del flujo de efectivo acumulado, define la fecha en la cual un proyecto deja de ser rentable, ya que los costos superan la capacidad del proyecto para generar ganancias, por lo tanto, es la fecha en la cual son determinados los valores de las reservas.

Para que un proyecto sea rentable, el límite económico debe ser mayor que el periodo de recuperación, es decir que haya pasado el tiempo suficiente para que el proyecto haya generado las ganancias suficientes al menos para recuperar las inversiones y los gastos.

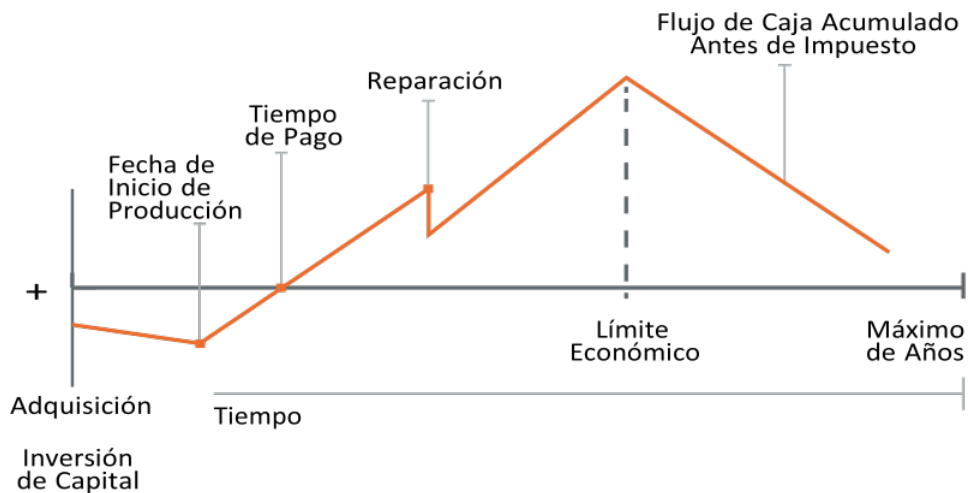


Figura 17. Límite económico

Fuente: CNH

PROCESO GENERAL DE LAS RESERVAS DE HIDROCARBUROS EN MÉXICO

La Ley Hidrocarburos y la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en materia energética establece que la CNH es la autoridad facultada para realizar la consolidación de las reservas de hidrocarburos de la Nación que cuantifiquen los Asignatarios y Contratistas, de manera explícita esto involucra realizar análisis, revisión y verificación de los reportes que remitan los Operadores Petroleros y los Terceros Independientes.

Las empresas certificadoras realizan sus propias estimaciones, interpretaciones y análisis económicos, que permitirán categorizar las reservas de hidrocarburos. Las reservas evaluadas por los Operadores Petroleros son comparadas con las estimaciones realizadas por las compañías certificadoras con sus propias evaluaciones y certificará aquellas cuya variación no exceda un límite determinado, considerando la regulación vigente en México.

La compañía certificadora entrega los resultados en un informe, indicando la definición y clasificación de reservas empleadas, la metodología y los criterios utilizados, así como las estimaciones de volúmenes originales y reservas, documentando los parámetros petrofísicos representativos, la interpretación estructural, el modelo para la predicción del comportamiento de yacimientos considerado y los factores utilizados en la estimación, así como sus evaluaciones económicas.

El proceso de consolidación de las reservas de la Nación al 1 de enero de 2018, se desarrolla con base en la regulación publicada en agosto de 2015 y conforme a la regulación vigente publicada en diciembre de 2017, en las citadas regulaciones se establece el procedimiento que deberán seguir los Operadores Petroleros para la presentación de las estimaciones de manera anual, la metodología aceptada por la CNH para realizar los análisis, clasificación, cuantificación y evaluación de las reservas, las notificaciones y entrega de información, así como el proceso de registro y actualización en el Padrón de Terceros Independientes que tengan intención de realizar servicios de certificación de las reservas estimadas por los Operadores Petroleros.

La regulación permite establecer el marco mediante el cual los participantes en el proceso de cuantificación y certificación de reservas de hidrocarburos, Operadores Petroleros y Terceros Independientes, llevan a cabo las actividades de estimación de reservas y con la cual, la CNH consolida las reservas de la Nación anualmente, se muestran en la Figura 18.

Derivado de la entrada en vigor de la nueva regulación, el procedimiento de cuantificación y certificación al 1 de enero de 2018, Pemex Exploración y Producción, empresa productiva del Estado subsidiaria de Petróleos Mexicanos se desarrolla con base en 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 agosto de 2015 (regulación anterior); para los nuevos Operadores Petroleros distintos a Pemex, el procedimiento de cuantificación y certificación se basa en la nueva regulación mediante los “Lineamientos que regulan el procedimiento de cuantificación y certificación de reservas de la Nación”, lo anterior, en términos del Artículo Tercero transitorio de los Lineamientos en materia de reservas, publicados en diciembre de 2017.



Figura 18. Participantes en la consolidación nacional de Reservas
Fuente: CNH

La Figura 18 describe las actividades principales que se llevan a cabo en el procedimiento anual de cuantificación y certificación de reservas en términos de la regulación de reservas publicadas en 2015, las cuales comienzan con el envío del aviso inicial por parte del Operador Petrolero; la CNH revisa que el aviso cuente con la información requerida, si se trata de una Asignación o Área Contractual recién otorgada el Operador Petrolero deberá certificar 100% de las reservas, en caso contrario se podrá certificar al menos 40% el primer año y el resto de las reservas en los siguientes dos años; posteriormente la CNH recibe y revisa la información enviada por el Operador Petrolero y en caso de existir algún faltante o inconsistencia prevendrá al Operador Petrolero el cual tiene la obligación de subsanar los requerimientos e información materia de la prevención, una vez atendidos las prevenciones por parte del Operador Petrolero se analizan los criterios de diferencias y en caso de ser necesario las comparecencias de operadores y Terceros Independientes, una vez concluidas las comparecencias la CNH emitirá la resolución de las reservas de la Nación y su publicación a través del CNIH.

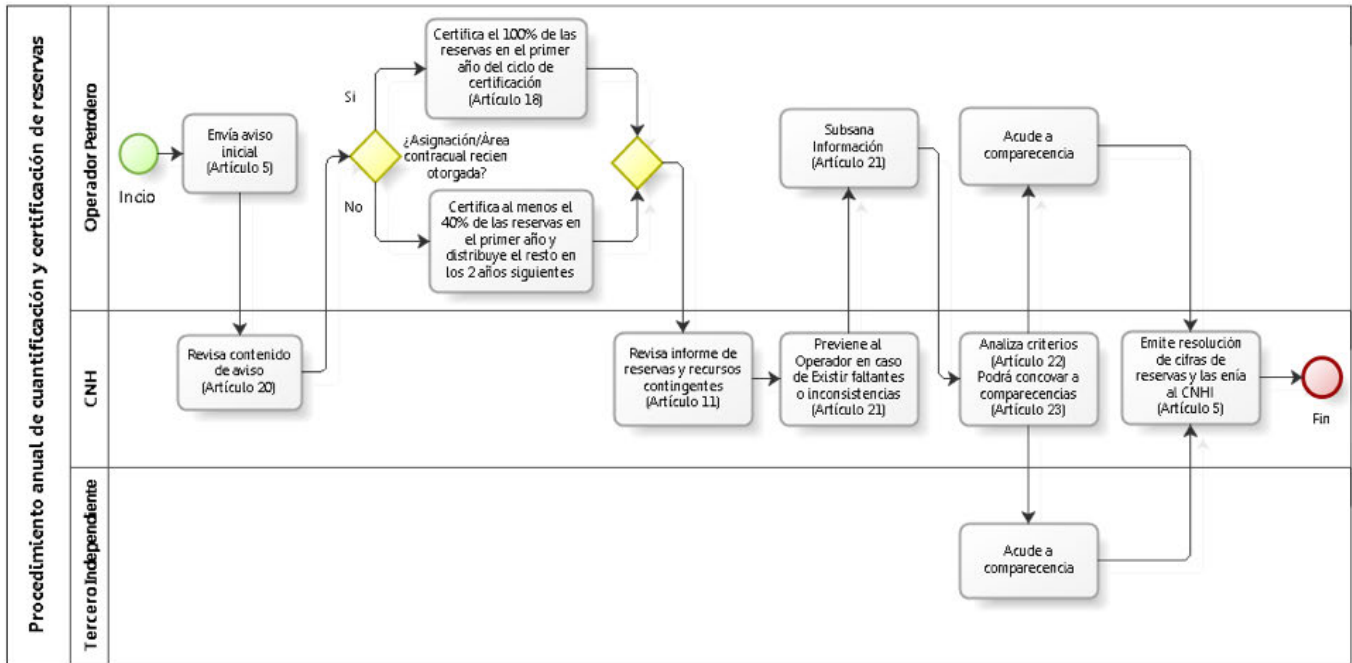


Figura 19 Actividades necesarias en el marco del proceso de análisis, (Regulación 2015).

Fuente: CNH

La Figura 20 describe las actividades principales que se llevan a cabo en el procedimiento anual de cuantificación y certificación de reservas para Operadores Petroleros en términos de la regulación emitida en diciembre de 2017 vigente, las cuales comienzan con el envío del aviso inicial por parte del Operador Petrolero; la CNH revisa que el aviso cuente con la información requerida; en el caso de ser el primer año del ciclo de certificación (3 años) el Operador podrá elegir entre dos modalidades: a) certificar 100% de las reservas, b) certificar al menos 40% el primer año y el resto de las reservas en los siguientes dos años; en los años posteriores, el Operador deberá verificar si existe modificación al plan de desarrollo, en caso de existir modificación, se deberá certificar el 100% de las reservas, por el contrario el Operador deberá certificar el restante de las reservas o notificar la no modificación del plan de desarrollo; posteriormente la CNH recibe y revisa la información enviada por el Operador Petrolero y en caso de existir algún faltante o inconsistencia la CNH prevendrá al Operador Petrolero, quien debe solventar los requerimientos a que se refiere la prevención, una vez subsanadas las prevenciones se analizan los criterios de diferencias y en caso de ser necesario las comparecencias de Operadores y Terceros Independientes; una vez concluidas las comparecencias la CNH emitirá la resolución de las reservas nacional y su publicación a través del CNIH.

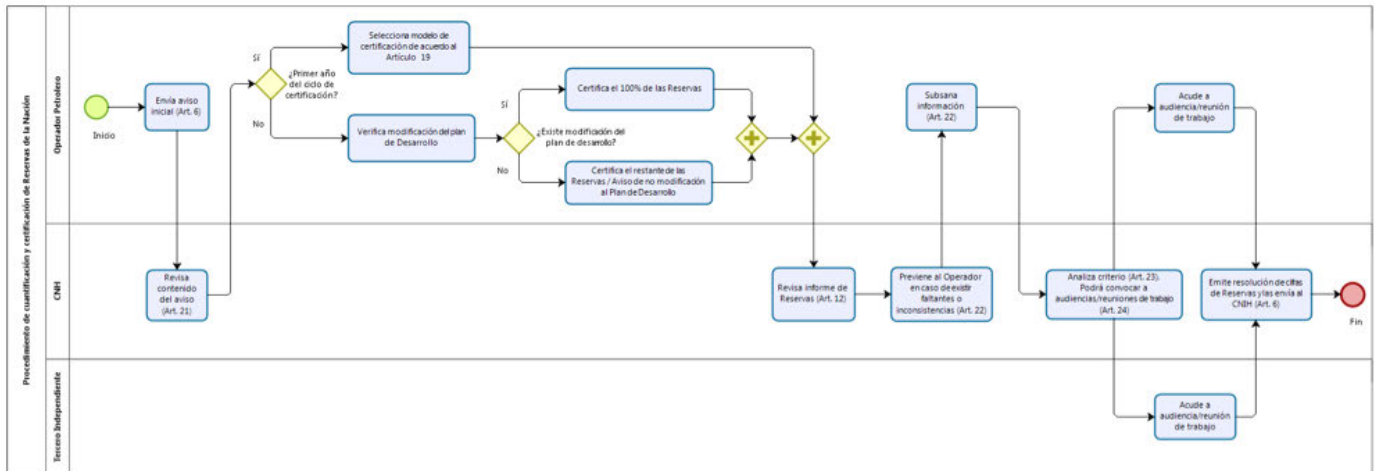


Figura 20. Actividades necesarias en el marco del proceso de análisis (Regulación vigente).

Fuente: CNH

Criterios de Resolución establecidos en los Lineamientos

Una vez entregada la información por parte de los Operadores Petroleros y Terceros Independientes, la CNH realiza un proceso de identificación y valoración de las diferencias en las estimaciones realizadas por éstos a nivel de campo, esto se realiza mediante la utilización de los criterios de diferencias, estos criterios se diferencian por categoría de reservas y en sus diferentes productos, dependiendo de la regulación aplicable.

Criterios de la Regulación 2015

Primer Criterio

De acuerdo con el Artículo 22 fracción II de los Lineamientos.

La diferencia absoluta entre las estimaciones del Operador Petrolero y las estimaciones de los Terceros Independientes sea menor o igual al 10% por campo para las reservas 1P, y menor o igual al 20% para las reservas 2P y 3P, para los productos aceite, gas y petróleo crudo equivalente.

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

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

Segundo Criterio

De acuerdo con el Artículo 23 fracción III de los Lineamientos.

Si las diferencias fueran mayores al 10% para las reservas 1P y mayores al 20% para las reservas 2P y 3P, se revisará si estas diferencias son mayores o iguales al 5% respecto a los valores de reservas certificadas en el año en cada categoría.

$$\frac{|\text{Vol Reservas por campo}_{\text{Operador Petrolero}} - \text{Vol Reservas por campo}_{\text{Tercero Independiente}}|}{\text{Vol Reservas de los campos certificados}_{\text{Operador Petrolero}}} \leq 0.05$$

Una vez aplicados los criterios de diferencias, se analizan los argumentos aportados por el Operador Petrolero y el Tercero Independiente para explicar las desigualdades, a efecto de identificar los rubros que quedarían sujetos a un procedimiento específico para resolver las diferencias, o bien consolidar la cifra nacional de reservas.

Criterio de la Regulación 2017 vigente

Criterio de diferencias

De acuerdo con el Artículo 23 de los Lineamientos de reservas. La diferencia absoluta entre las estimaciones del Operador Petrolero y las estimaciones de los Terceros Independientes debe ser menor o igual al 10% por campo para las reservas 1P, y menor o igual al 20% para las reservas 2P y 3P, sólo para el producto en petróleo crudo equivalente.

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

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

Una vez aplicado el criterio de diferencia, se identifican los campos que no han cumplido con el criterio, estos campos pueden estar sujetos a una revisión más exhaustiva y podrán ser convocados a reuniones de trabajo con la finalidad de presentar los elementos técnicos, metodológicos y científicos que permitan explicar las diferencias existentes, en este momento los Operadores y Terceros Independientes podrán conciliar sus cifras y mantenerse dentro del criterio de diferencias descrito.

Mecanismo de revisión

Si como resultado de las reuniones de trabajo llevadas a cabo por la CNH con Operadores Petroleros y Terceros Independientes las diferencias en los campos exceden el criterio de diferencias, la CNH identificará aquellos campos que excedan las diferencias absolutas en petróleo crudo equivalente en quince, cincuenta, y setenta y cinco mmbpce para las reservas 1P, 2P y 3P, respectivamente; para estos campos se iniciará el mecanismo de revisión con la finalidad de determinar la cifra con mayor certidumbre entre las presentadas por el Operador Petrolero y el Tercero Independiente o la reevaluación del campo por un nuevo Tercero Independiente distinto al que llevo a cabo la certificación de reservas, el cual determinará la cifra de reservas final derivado de dicha reevaluación.

Conformación del grupo de trabajo

Se conforma el grupo de trabajo por personal de la Dirección General de reservas, adscrita a la Unidad Técnica de Extracción, en la que el Director General coordina el equipo de apoyo para la validación de los valores de reservas correspondientes.

El grupo de trabajo elabora su análisis conforme a la metodología PRMS, establecida por diversos organismos internacionales.

Las actividades principales que realiza dicho grupo de trabajo en la revisión son las siguientes:

1. Revisar la información relacionada con la estimación de volúmenes originales, así como los parámetros de yacimientos relacionados a la estimación de reservas, entre otros.
2. Revisar la información relacionada con los pronósticos de producción de hidrocarburos y los métodos utilizados para su estimación, las actividades planteadas en la estrategia de extracción, así como los programas de implementación de sistemas de recuperación secundaria y mejorada, entre otros.
3. Revisar la información correspondiente a la infraestructura de producción y su operación mediante programas de mantenimiento, entre otros.
4. Revisar y validar los costos, inversiones, flujo de efectivo, Valor Presente Neto (VPN), límite económico, entre otros.

Revisión de las metodologías para la estimación de las Reservas utilizadas por los Operadores Petroleros

Con base en la información de las cifras de reservas de hidrocarburos entregadas por los Operadores Petroleros y las correspondientes a los Terceros Independientes, la CNH realiza un análisis y determina las acciones a seguir en el marco de la revisión de la metodología aplicable:

- Para las reservas 1P, 2P y 3P se consultan los documentos emitidos por la *Society of Petroleum Engineers* (SPE), la *American Association of Petroleum Geologists* (AAPG), el *World Petroleum Council* (WPC), y la *Society of Petroleum Evaluation Engineers* (SPEE) agrupados en el *Petroleum Resources Management System* (PRMS).

- Se analiza y verifica el proceso interno y externo de evaluación y cuantificación de reservas realizadas por los Operadores Petroleros y los Terceros Independientes, a través de lineamientos, documentos y comparecencias o audiencias, en su caso.

Padrón de Terceros Independientes en materia de Reservas

Para llevar a cabo la certificación de reservas de la Nación, que hayan sido cuantificadas por un Operador Petrolero, los Terceros Independientes que lleven a cabo la certificación respectiva, deberán estar inscritos en el Padrón de Terceros Independientes en materia de reservas de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, conforme a la regulación vigente. El Padrón tiene por objeto llevar el registro de las personas morales que presten servicios de certificación de reservas de hidrocarburos en México.

El registro de las empresas en el Padrón como Terceros Independientes otorga la posibilidad de ser contratados por los Operadores Petroleros para certificar las reservas de la Nación asociadas a una Asignación o Contrato.

Para obtener el registro en el Padrón de reservas, las empresas deberán demostrar ante la CNH que son expertas en materia de clasificación, análisis, estimación, evaluación y certificación de reservas. Cabe hacer mención que, la CNH dará seguimiento y supervisará las actividades realizadas por los Terceros Independientes, durante el proceso de certificación de reservas.

El proceso está abierto a que participen instituciones, universidades, colegios, empresas nacionales o internacionales, entre otras instituciones que realicen trabajos en materia de reservas. Actualmente, se encuentran registrados en el Padrón de reservas los siguientes Terceros Independientes:

Padrón de Terceros Independientes
Degolyer And MacNaughton
Netherland, Sewell International, S. de R. L. de C.V.
Ryder Scott Company L. P.
Gaffney, Cline & Associates
SGS de México, S. A. de C. V.
GX Geoscience Corporation, S. de R. L. de C. V.
AGR F.J. Brown Inc.
ERC Equipoise Limited
Sproule International Limited
GLJ Petroleum Consultants Ltd
McDaniel & Associates Consultants Ltd.
Lloyd´s Register Energy And Transportation, S. de R. L de C. V.
RPS Group Inc

Tabla 3. Padrón de Terceros Independientes en materia de reservas. Fuente: CNH

Revisión de la documentación de los Terceros Independientes

En la información remitida a la CNH, las compañías certificadoras de reservas que realizaron la revisión de las evaluaciones de los Operadores Petroleros fueron las siguientes:

1. Netherland, Sewell International (NSI);
2. DeGolyer and MacNaughton (D&M) y
3. Ryder Scott Company (RSC).

Las citadas compañías cuentan con registro emitido por la CNH, para realizar trabajos de certificación de las Reservas de la Nación.

Revisión de los valores presentados por los Operadores Petroleros

Derivado de la información recibida, se analizó la información de reservas bajo el siguiente orden:

- Revisión y análisis de los reportes de Reservas correspondientes a las categorías 1P, 2P y 3P por campo, para los productos aceite, gas y petróleo crudo equivalente (PCE).
- Revisión y análisis de la tasa de restitución por descubrimientos y la tasa de restitución integral.
- Revisión y análisis de la relación reserva-producción.
- Revisión de los Descubrimientos.

Finalmente, la CNH emite una resolución donde se consolidan las reservas de hidrocarburos remitidos por los Asignatarios y Contratistas, en caso de que alguna Asignación o Área Contractual quede sujeto al Mecanismo de Revisión, las estimaciones quedarán sujetas a un procedimiento de revisión específico para las cuales se definiría y desarrollaría un plan de trabajo cuyos plazos quedan establecidos en los Lineamientos de reservas antes mencionados, por lo cual, la Comisión debe resolver las cifras finales para su Consolidación Nacional.

ANÁLISIS DE LOS REPORTES DE RESERVAS

EVOLUCIÓN DE RESERVAS DE HIDROCARBUROS DE LA NACIÓN 2014-2018

En 2014, la CNH, aprobó los reportes de reservas de hidrocarburos elaborados por PEP y dio el visto bueno a los reportes finales de estas certificaciones realizadas por Terceros Independientes al 1 de enero de 2014.

A partir del 13 de agosto de 2015, la evaluación de las reservas se realiza considerando las disposiciones vigentes, de acuerdo con la metodología PRMS, asimismo, con precios promedio de aceite y de gas del año inmediato anterior, los cuales son calculados con base en los precios registrados el primer día de cada mes.

A continuación se muestra la evolución que han tenido las reservas de aceite, gas y petróleo crudo equivalente del 1 de enero de 2014 al 1 de enero de 2018, en sus categorías probadas, probables y posibles.

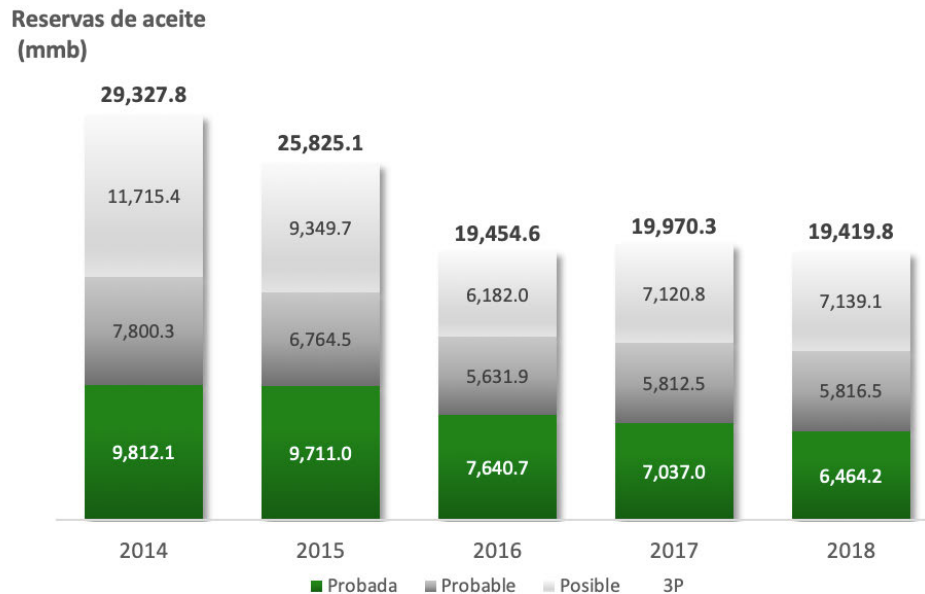


Figura 21. Evolución de las Reservas de aceite del 1 de enero de 2014 al 1 de enero de 2018
Fuente: CNH con información de los Operadores Petroleros.

Reservas de gas natural (mmpc)

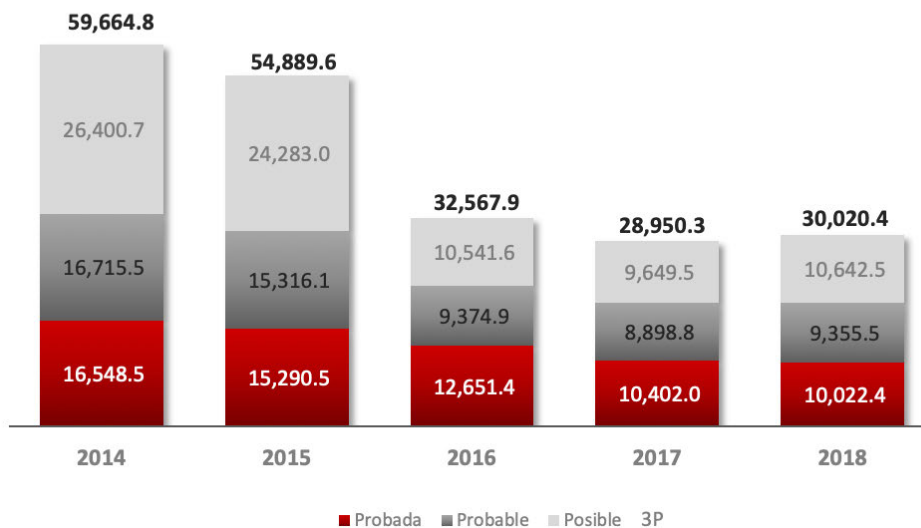


Figura 22 Evolución de las Reservas de gas del 1 de enero de 2014 al 1 de enero de 2018
Fuente: CNH con información de los Operadores Petroleros.

Reservas nacionales de PCE (millones de barriles de petróleo crudo equivalente)

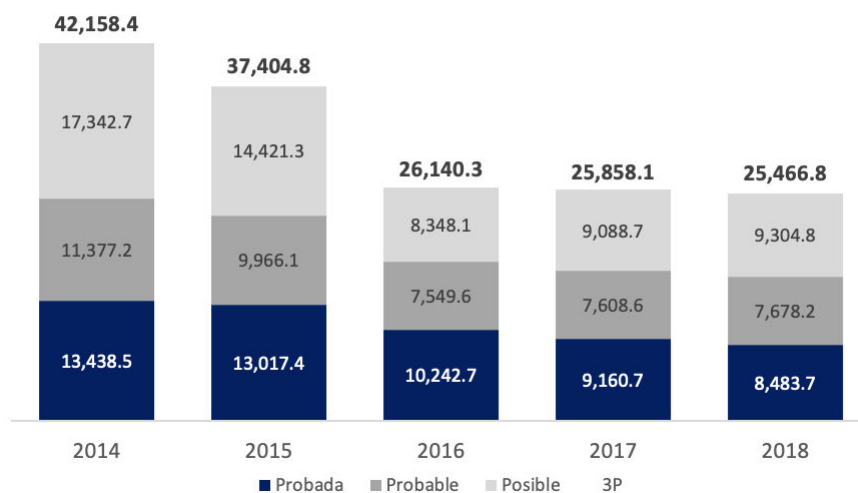


Figura 23. Evolución de las Reservas de gas del 1 de enero de 2014 al 1 de enero de 2018
Fuente: CNH con información de los Operadores Petroleros.

RESERVAS AL 1 DE ENERO DE 2018

Con base en la información de las cifras de reservas de hidrocarburos al 1 de enero de 2018 entregadas por los Operadores Petroleros y las correspondientes a los Terceros Independientes, la CNH realizó un análisis y determinó las acciones siguientes en el marco de la revisión de la metodología aplicable. Se analizó y verificó el proceso interno y externo de evaluación y cuantificación de reservas realizadas por los Operadores Petroleros y los Terceros Independientes, considerando las bases descritas en los Lineamientos de reservas, en los documentos y comparecencias.

Derivado del análisis realizado por la Dirección General de Reservas y Recuperación Avanzada de la Comisión Nacional de Hidrocarburos relativo a los reportes de evaluación de las reservas 1P, 2P y 3P de hidrocarburos al 1 de enero de 2018, elaborados por los Operadores Petroleros y los reportes de las certificaciones realizadas por los Terceros Independientes, la Tabla 4 muestra los resultados obtenidos para las reservas correspondiente a las categorías 1P, 2P y 3P de los productos aceite, gas y petróleo crudo equivalente (PCE) a nivel nacional.

Las reservas 3P de aceite consolidadas por la CNH al 1 de enero de 2018 ascienden a 19,419.8 mmb, de este volumen 6,464.2 mmb se encuentran en la categoría probada, 5,816.5 mmb en la categoría probable y 7,139.1 mmb de aceite en la categoría posibles. Las reservas 3P de gas consolidadas por la CNH al 1 de enero de 2018 ascienden a 30,020.4 mmmpc de gas, de este volumen 10,022.4 mmmpc se encuentran en la categoría probada, 9,355.5 mmmpc en la categoría probable y 10,642.5 mmmpc en la categoría posibles.

Categoría	Aceite mmb	Gas mmmpc	PCE mmb
1P	6,464.2	10,022.4	8,483.7
2P	12,280.7	19,377.9	16,162.0
3P	19,419.8	30,020.4	25,466.8

Tabla 4. Reservas de hidrocarburos de México al 1 de enero de 2018.
Fuente: CNH con información de los Operadores Petroleros.

Cabe señalar que, a este año de evaluación, se suman 2 nuevos Operadores Petroleros en la consolidación de las reservas de la Nación, con una nueva regulación de reservas publicado en el Diario Oficial de la Federación, el 20 de diciembre de 2017, Lineamientos que regulan el procedimiento de cuantificación y certificación de Reservas de la Nación, siendo los Contratistas Hokchi Energy, S.A. de C.V., y ENI-México, S. de R.L. de C.V., correspondientes a los Contratos CNH-R01-L02-A2/2015 y CNH-R01-L02-A1/2015, respectivamente.

Con este ejercicio de cuantificación, Pemex culminó sus reportes de reservas y el cierre de su ciclo de certificación, con la regulación publicada en agosto de 2015, y adoptará los Lineamientos publicados en diciembre de 2017.

Las cifras de reservas 1P, 2P y 3P a nivel de Asignaciones o Contratos asociados a los campos se presentan en la Tabla 5, para los productos aceite, gas y petróleo crudo equivalente al 1 enero de 2018.

	Reservas 1P			Reservas 2P			Reservas 3P		
	Aceite	Gas	PCE	Aceite	Gas	PCE	Aceite	Gas	PCE
	mmb	mmmpc	mmb	mmb	mmmpc	mmb	mmb	mmmpc	mmb
Asignaciones	5,458.6	8,992.1	7,275.3	9,635.1	16,167.0	12,846.1	14,241.3	23,495.7	18,930.8
Asignaciones de Resguardo	95.5	258.0	150.6	487.4	1,422.6	808.2	959.8	2,799.1	1,588.7
Adjudicado en Licitaciones	256.5	279.7	309.9	640.0	508.1	736.6	986.2	873.6	1,155.8
Migración	288.8	100.1	309.3	579.3	178.3	616.5	579.3	178.3	616.5
No Asignado	364.8	392.6	438.6	938.9	1,101.8	1,154.5	2,653.2	2,673.5	3,175.1
Total	6,464.2	10,022.4	8,483.7	12,280.7	19,377.9	16,162.0	19,419.8	30,020.4	25,466.8

Tabla 5. Reservas de hidrocarburos al 1 de enero de 2018 por Asignaciones o Contratos
Fuente: CNH con información de los Operadores Petroleros.

En la categoría de reservas 1P el 84% de las reservas de aceite y el 90% de las reservas de gas se encuentran en Asignaciones pertenecientes a la Empresa Productiva del Estado Petróleos Mexicanos; el 6% de las reservas de aceite y 4% de las reservas de gas se encuentra en áreas no asignadas, las cuales podrían ser reevaluadas para definir su potencial; hasta el momento se han adjudicado el 4% y 3% de las reservas de aceite y gas, respectivamente. La Figura 24 muestra los porcentajes correspondientes a cada categoría de Asignación o Contrato para la categoría 1P de reservas en petróleo crudo equivalente.

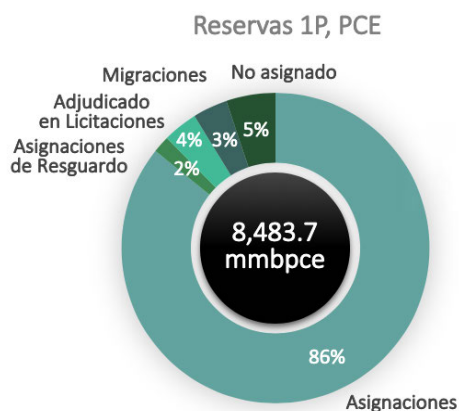


Figura 24. Distribución de las Reservas 1P de petróleo crudo equivalente por modelo de adjudicación.
Fuente: CNH con información de los Operadores Petroleros.

En la categoría 2P las reservas de aceite y gas pertenecientes a las Asignaciones corresponde al 78% y 83%, respectivamente. Asimismo, el 8% de las reservas de aceite y el 6% de las reservas de gas dentro de la misma categoría, no han sido asignados. Derivado de las diversas rondas de licitación realizadas se adjudicó el 5% correspondiente a las reservas de aceite y 3% a las de gas. La Figura 25 muestra la distribución correspondiente a cada modelo de adjudicación de Asignación o Contrato para la categoría 2P de reservas de petróleo crudo equivalente.

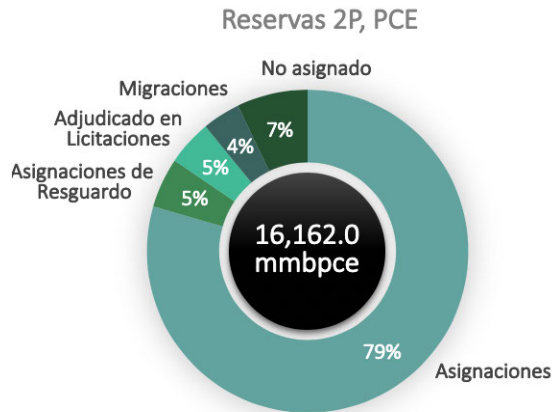


Figura 25. Distribución de las Reservas 2P de petróleo crudo equivalente por modelo de adjudicación. Fuente: CNH con información de los Operadores Petroleros.

Finalmente, en la categoría 3P el 73% de las reservas de aceite y 78% de las reservas de gas pertenecen a Asignaciones y en la modalidad No Asignado se encuentra el 14% de las reservas de aceite y el 9% de las reservas de gas de esta categoría. La Figura 26 muestra la distribución correspondiente a cada modelo de adjudicación de Asignación o Contrato para la categoría 3P de reservas de petróleo crudo equivalente.

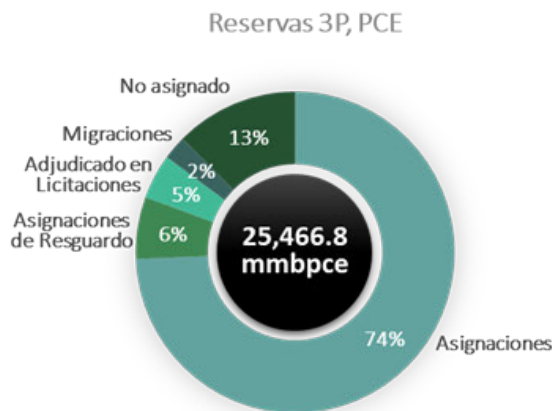


Figura 26. Distribución de las Reservas 3P de petróleo crudo equivalente por modelo de adjudicación. Fuente: CNH con información de los Operadores Petroleros.

RESERVAS DE CRUDO AL 1 DE ENERO DE 2018

Las reservas de crudo consolidadas por la CNH al 1 de enero de 2018 se estimaron en 6,464.2 mmb se encuentran en la categoría probada, 5,816.5 mmb en la categoría probable y 7,139.1 mmb de aceite posibles.

En la Figura 27, se observan los 15 principales campos que contribuyen aproximadamente con el 70% de las reservas de aceite 1P. Entre los principales campos con reservas 1P se encuentra el campo Hokchi el cual aporta aproximadamente el 2% de las reservas nacionales totales en esta categoría.

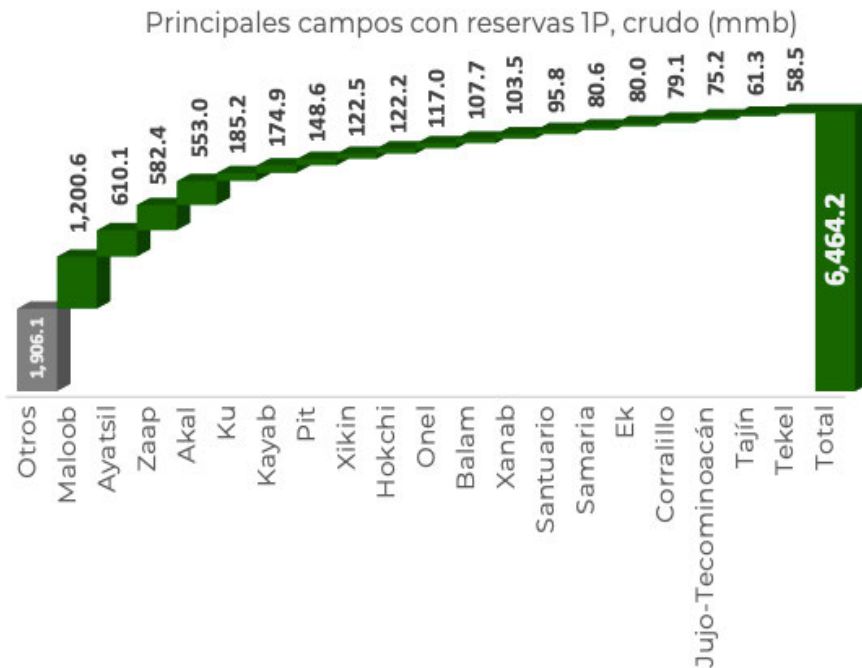


Figura 27. Integración de las Reservas 1P de aceite de los principales campos (mmb).
Fuente: CNH con información de los Operadores Petroleros.

La Figura 28, muestra los principales 15 campos que contribuyen aproximadamente con el 57% de las reservas de aceite 2P. El campo Akal aporta aproximadamente con el 13% de las reservas 2P de aceite a nivel nacional.

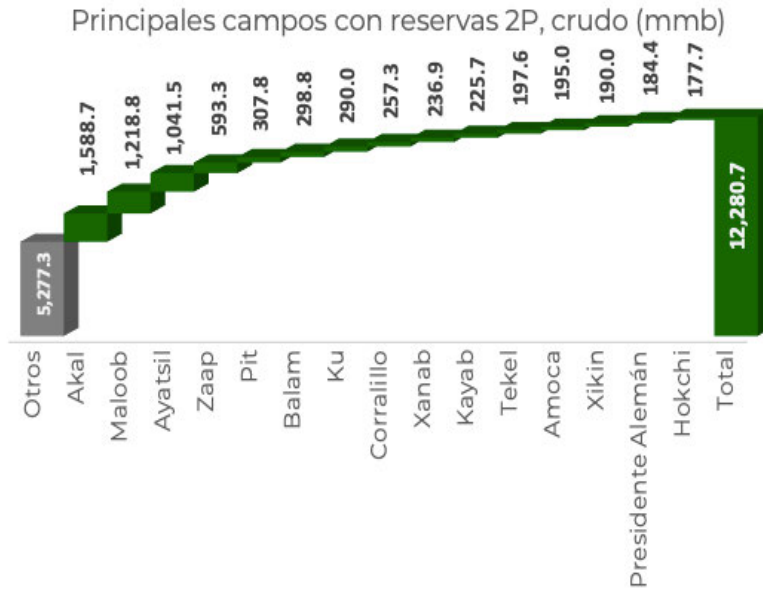


Figura 28. Integración de las Reservas 2P de aceite de los principales campos (mmb). Fuente: CNH con información de los Operadores Petroleros.

En la Figura 29 se observan los principales 15 campos que contribuyen aproximadamente con el 51% de las reservas de aceite 3P. En esta categoría, el campo Amoca contribuye con el 2% de las reservas nacionales totales en esta categoría.

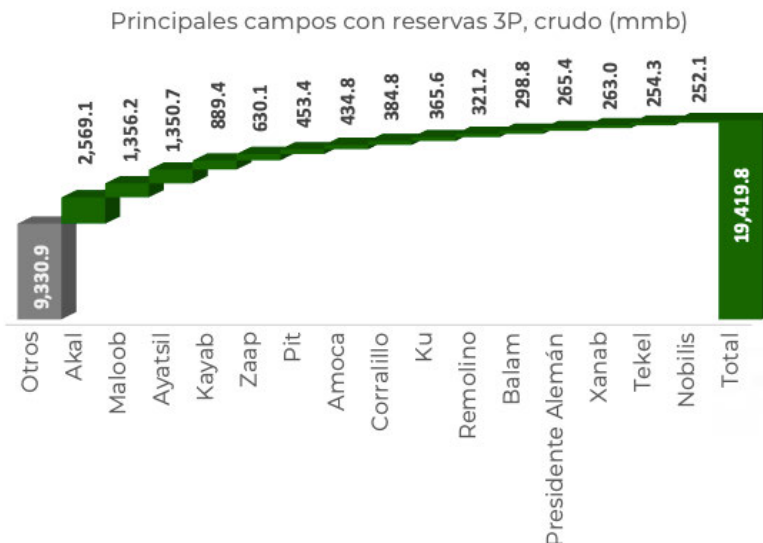


Figura 29. Integración de las Reservas 3P de aceite de los principales campos (mmb). Fuente: CNH con información de los Operadores Petroleros.

RESERVAS DE GAS AL 1 DE ENERO DE 2018

Las reservas 3P de gas consolidadas por la CNH al 1 de enero de 2018 ascienden a 30,020.4 mmmpc de gas, de este volumen 10,022.4 mmmpc se encuentran en la categoría probada, 9,355.5 mmmpc en la categoría probable y 10,642.5 mmmpc en la categoría posible.

Los 15 principales campos con reservas 1P se muestran en la Figura 30, los cuales aportaron cerca del 47% del total nacional en esta categoría.

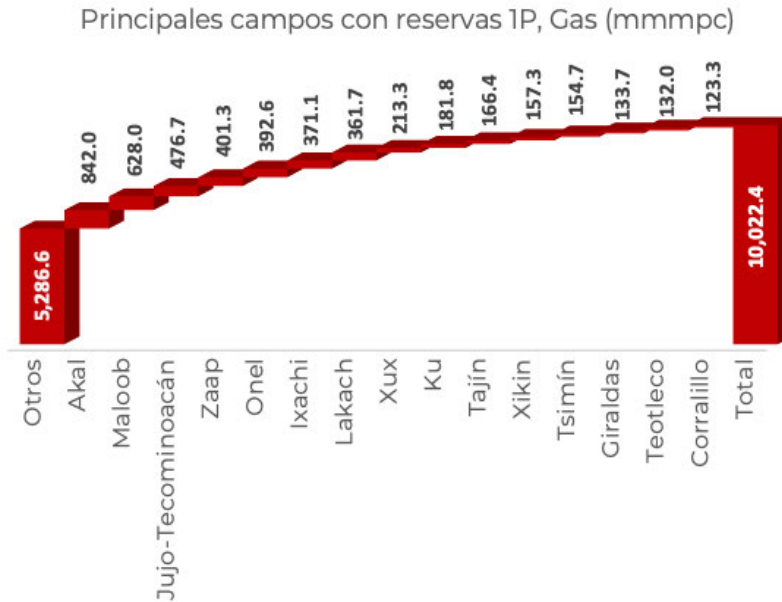


Figura 30. Integración de las Reservas 1P de Gas Natural de los principales campos (mmmpc). Fuente: CNH con información de los Operadores Petroleros.

En cuanto a la categoría 2P, los 15 principales campos aportaron aproximadamente el 45% del total nacional, mismos que se muestran en la Figura 31.

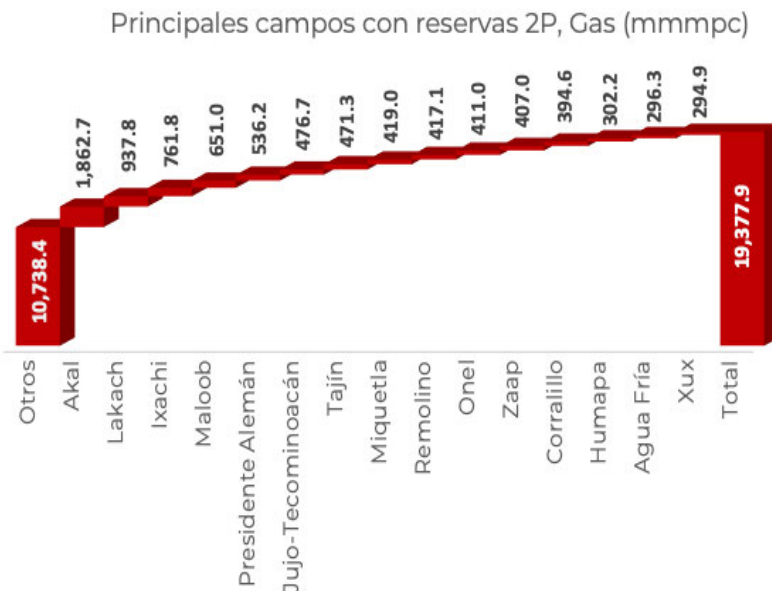


Figura 31. Integración de las Reservas 2P de Gas Natural de los principales campos (mmmpc). Fuente: CNH con información de los Operadores Petroleros.

Los 15 principales campos con reservas de gas en la categoría 3P, aportaron 12,158.8 mmmpc de gas, equivalente al 40.5% de las reservas 3P nacionales, mismos que se muestran en la Figura 32.

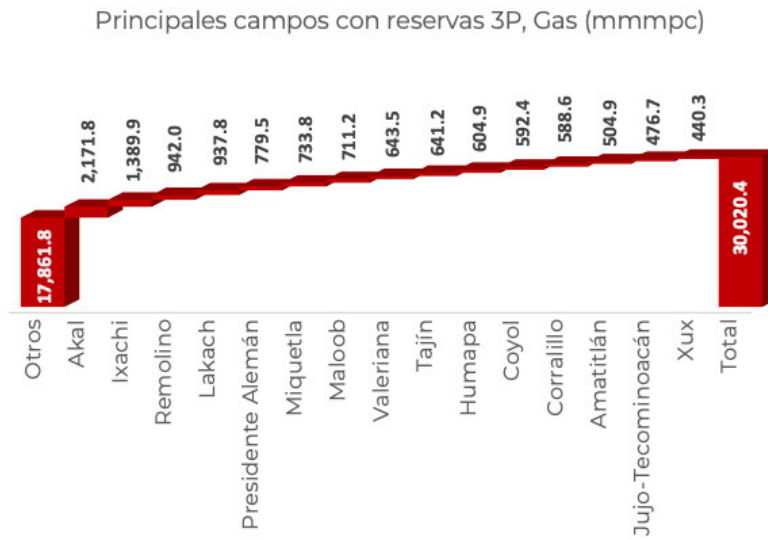


Figura 32 Integración de las Reservas 3P de Gas Natural de los principales campos (mmmpc). Fuente: CNH con información de los Operadores Petroleros.

RESERVAS DE PETRÓLEO CRUDO EQUIVALENTE AL 1 DE ENERO DE 2018

Las reservas 3P de petróleo crudo equivalente consolidadas por la CNH al 1 de enero de 2018 ascienden a 25,466.8 mmbpce, de este volumen 8,483.7 mmbpce se encuentran en la categoría probada, 7,678.3 mmbpce en la categoría probable y 9,304.8 mmbpce en la categoría posible.

Los 15 principales campos con reservas 1P se muestran en la Figura 33, los cuales aportaron cerca del 59% del total nacional en esta categoría.

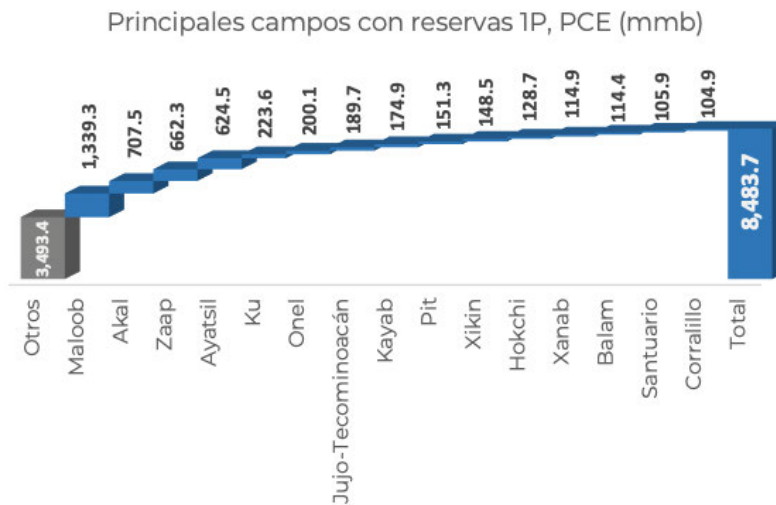


Figura 33. Integración de las Reservas 1P de Petróleo crudo equivalente de los principales campos (mmb). Fuente: CNH con información de los Operadores Petroleros.

En cuanto a la categoría 2P, los 15 principales campos aportaron aproximadamente el 50% del total nacional de reservas 2P, estos se muestran en la Figura 34.

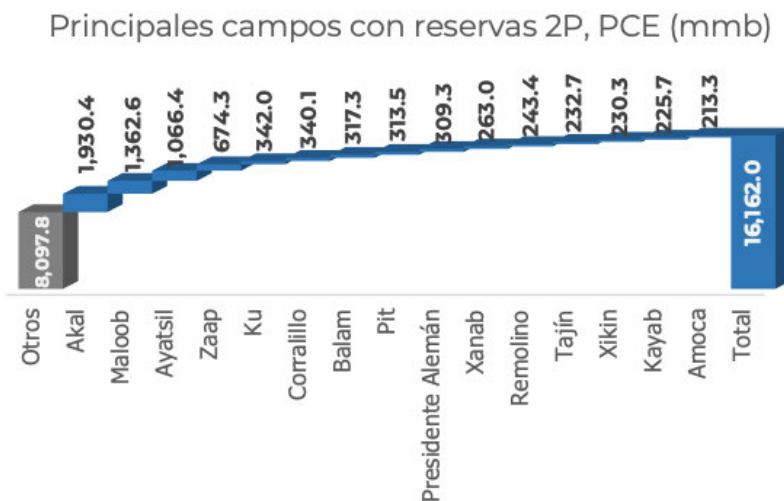


Figura 34. Integración de las reservas 2P de Petróleo crudo equivalente de los principales campos (mmb). Fuente: CNH con información de los Operadores Petroleros.

Los 15 principales campos con reservas de gas en la categoría 3P, aportaron 11,738.9 mmb, equivalente al 46% de las reservas 3P nacionales, mismos que se muestran en la Figura 35.

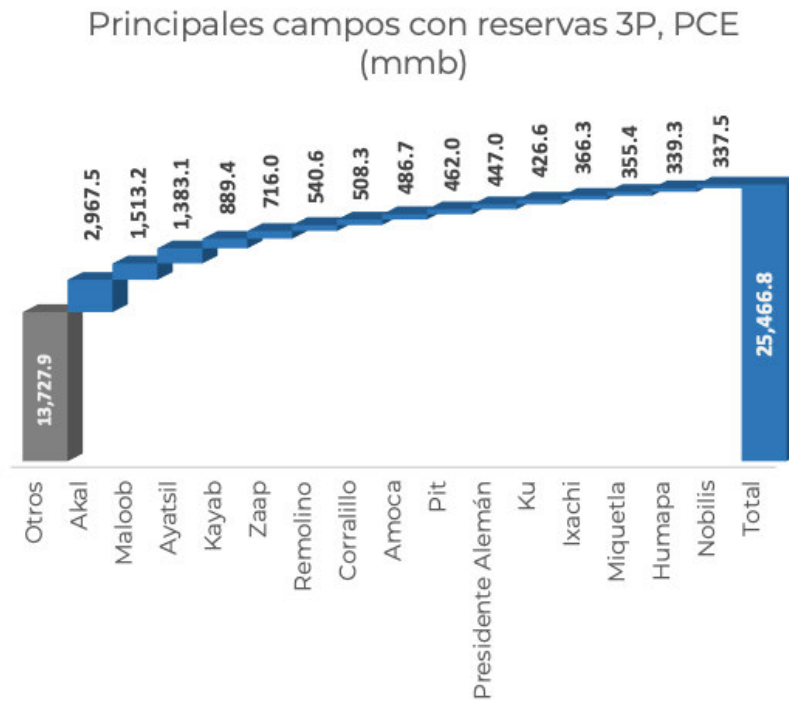


Figura 35. Integración de las Reservas 3P de Petróleo crudo equivalente de los principales campos (mmb). Fuente: CNH con información de los Operadores Petroleros.

DISTRIBUCIÓN DE RESERVAS EN CUENCAS PETROLERAS AL 1 DE ENERO DE 2018

Con relación a los valores de reservas expresados en Petróleo Crudo Equivalente en la categoría probada, el cual asciende a 8,483.7 mmbpce, en las cuencas del Sureste se concentra un alto porcentaje de las reservas 1P, el cual representa el 84.0% respecto del total, la cuenca que le sigue en este rubro es Tampico-Misantla con una participación del 10.6%; con relación a la cuenca de Burgos y Veracruz, ambos concentran alrededor del 4.5%, por su parte, la cuenca del Golfo de México Profundo abarca apenas el 0.7% y, de manera marginal, la cuenca de Sabinas alrededor del 0.1%.

Por su parte, las reservas 2P, medido en Petróleo Crudo Equivalente, asciende a 16,162.0 mmbpce, y su distribución porcentual corresponden para las cuencas del Sureste en un 73.6%, la cuenca de Tampico-Misantla tiene una participación del 21.2%, con relación a la cuenca de Burgos y Veracruz, ambos concentran cerca del 4.1%, por su parte, la cuenca del Golfo de México Profundo abarca apenas el 1.0% y, de manera marginal, la cuenca de Sabinas con el 0.1%.

Finalmente, las reservas 3P ascienden a 25,466.8 mmbpce, en este rubro las cuencas del Sureste siguen concentrando un alto porcentaje de las reservas, el cual representa el 67.6% respecto del total, la cuenca de Tampico-Misantla contribuye con el 25.2%, la cuenca del Golfo de México Profundo se posiciona con el 3.4%, asimismo, le sigue la cuenca de Veracruz con un 2.0%, por su parte, la cuenca de Burgos contribuye con el 3.4% y de manera muy marginal, la cuenca de Sabinas cerca del 0.05%.



Figura 36. Mapa de distribución de Reservas por cuenca. Fuente: CNH con información de los Operadores Petroleros.

Como se puede observar, las cuencas del Sureste son las que más contribuyen con las reservas de la Nación, seguido de la cuenca Tampico-Misantla, en su conjunto alcanzan cerca del 95% para las categorías 1P y 2P, en tanto que, para la categoría 3P se encuentra cerca del 93%. Lo anterior, obedece en gran medida por los proyectos que se encuentran en ejecución en estas zonas.

DISTRIBUCIÓN DE RESERVAS POR UBICACIÓN AL 1 DE ENERO DE 2018

La distribución de los campos en México de acuerdo a su ubicación se realiza en dos principales categorías, terrestres y marinos, estos últimos se subdividen en aguas someras y aguas profundas. La Figura 37 muestra un mapa con las zonas de la república en las cuales se encuentran los campos de cada categoría, asimismo, se muestra la distribución de las reservas 1P, 2P y 3P de aceite, gas y petróleo crudo equivalente de acuerdo a la ubicación de los campos.

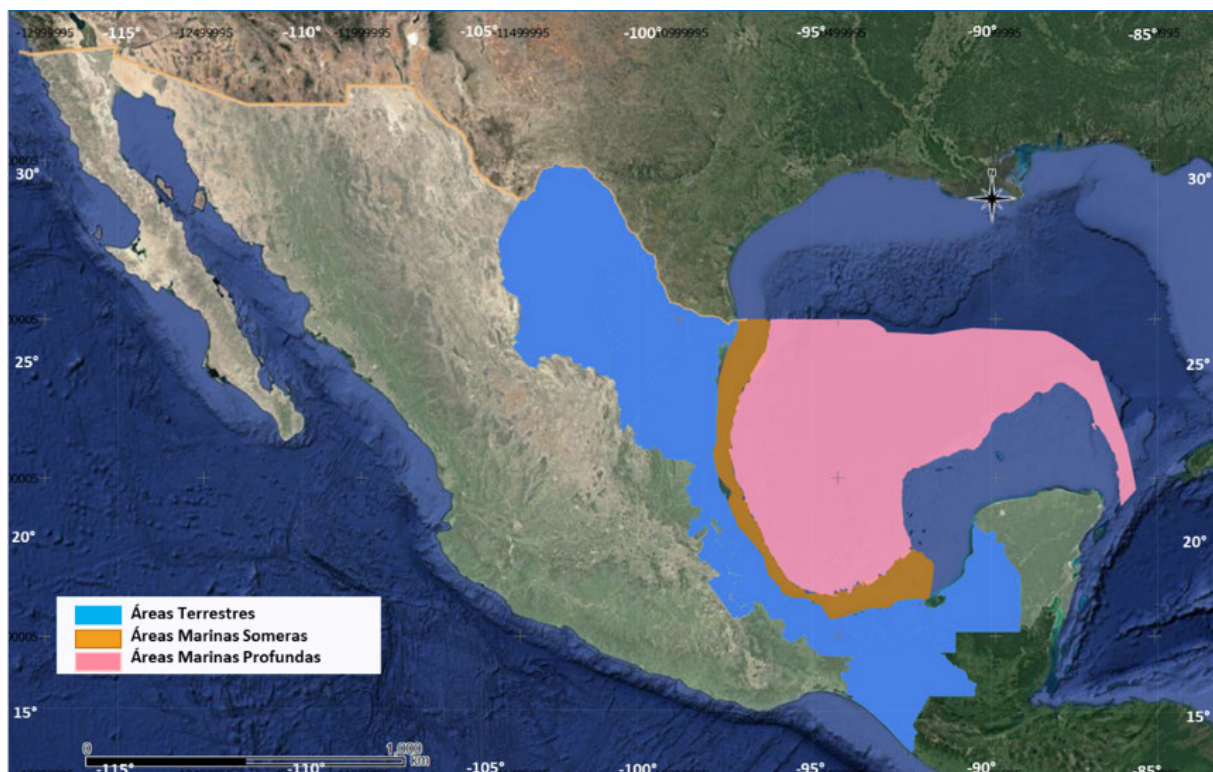


Figura 37. Mapa de distribución de Reservas por ubicación.
Fuente: CNH con información de los Operadores Petroleros.

	Aceite			Gas			PCE		
	1P	2P	3P	1P	2P	3P	1P	2P	3P
Aguas Someras	5,053.2	8,995.5	13,340.0	4,545.2	7,461.5	10,399.4	5,952.8	10,442.2	15,338.8
Aguas Profundas	-	-	498.9	361.7	937.8	2,002.4	63.5	164.7	876.8
Terrestres	1,411.0	3,285.2	5,580.9	5,115.5	10,978.6	17,618.6	2,467.4	5,555.0	9,251.2
TOTAL	6,464.2	12,280.7	19,419.8	10,022.4	19,377.9	30,020.4	8,483.7	16,162.0	25,466.8

Tabla 6. Reservas de hidrocarburos al 1 de enero de 2018 por ubicación
Fuente: CNH con información de los Operadores Petroleros.

Con base en la información entregada a la CNH, por parte de los Operadores Petroleros, del total del volúmen de las reservas de aceite en la categoría 3P, los 5,580.9 mmb de aceite se encuentran en campos terrestres, esto representa aproximadamente el 29%, la mayoría de las reservas de aceite en esta categoría provienen de campos en aguas someras, el cual asciende a 69%, y el 2% de las reservas provienen en campos en aguas profundas, lo anterior se muestra en la Figura 38.

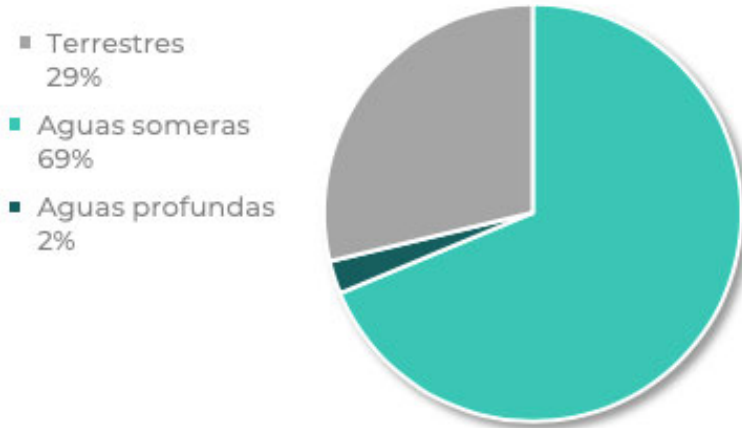


Figura 38. Distribución de las Reservas 3P de aceite (mmb) por ubicación.
Fuente: CNH con información de los Operadores Petroleros.

En cuanto a las reservas de gas en la categoría 3P, los campos terrestres cuentan con el 59% de las reservas de gas, esto equivale a 17,618.6, el 34% pertenece a campos en aguas someras y el 7% a aguas profundas, Figura 39.

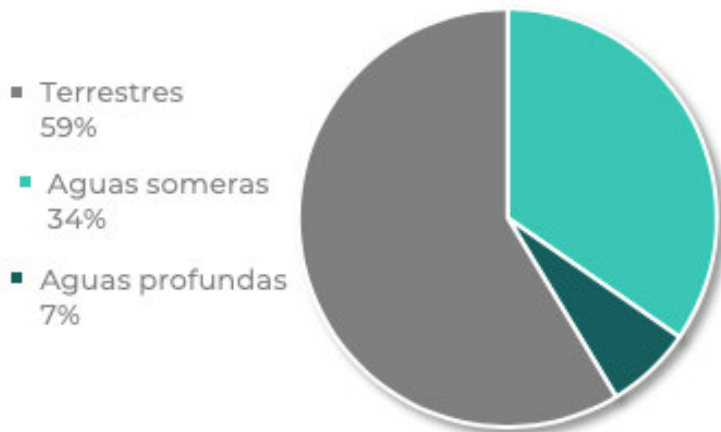


Figura 39. Distribución de las Reservas 3P de gas (mmmpc) por ubicación.
Fuente: CNH con información de los Operadores Petroleros.

La Figura 40 muestra las reservas 3P de petróleo crudo equivalente de acuerdo con la ubicación de los campos, en aguas someras cuenta con 15,338.8 mmbpce lo que equivale al 60%, mientras que el 36% pertenece a campos terrestres y el 4% a campos en aguas profundas.

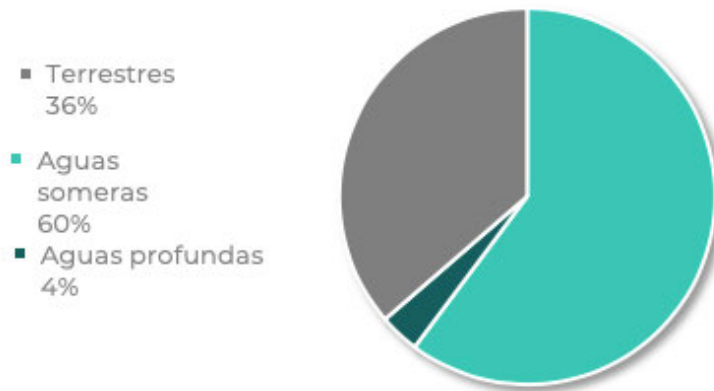


Figura 40. Distribución de las Reservas 3P de petróleo crudo equivalente (mmb) por ubicación. Fuente: CNH con información de los Operadores Petroleros.

Los principales campos terrestres que aportan en conjunto, 916 mmb reservas de petróleo crudo equivalente, el cual es aproximadamente del 36% de las reservas en la categoría 1P son Jujo-Tecominoacá, Santuario Coralillo, Samaria, Ixachi, Tajín, Coapechaca, Agua Fría, Tamaulipas Constituciones y Teotleco. La Figura 41, muestra los datos descritos.

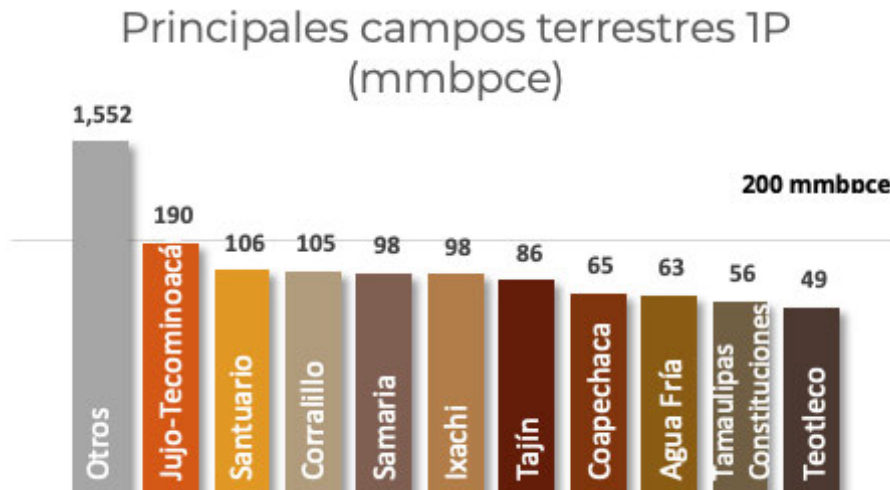


Figura 41. Principales campos terrestres con Reservas 1P de petróleo crudo equivalente. Fuente: CNH con información de los Operadores Petroleros.

Los principales campos marinos con reservas 1P de petróleo crudo equivalente se muestran en la Figura 42, en conjunto aportan aproximadamente el 72% de las reservas en esta categoría. El campo Maloob es el que mayor presenta contribución, la cual equivale al 22% de las reservas 1P de petróleo crudo equivalente del total de los campos marinos. Cabe señalar que los campos mostrados pertenecen únicamente a aguas someras, debido a que la mayoría de los campos de aguas profundas únicamente cuentan con reservas posibles.

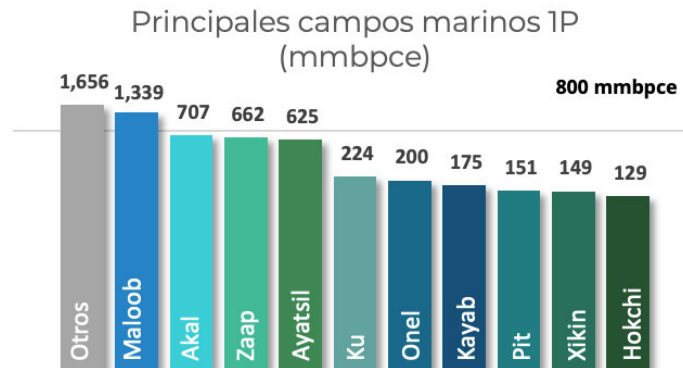


Figura 42. Principales campos marinos con Reservas 1P de petróleo crudo equivalente.
Fuente: CNH con información de los Operadores Petroleros.

En cuanto a la categoría 2P, los diez principales campos se encuentran en la Figura 43, mismos que aportan el 40% del total de reservas 2P de petróleo crudo equivalente de los campos terrestres, lo cual equivale a 2,245 mmbpce.

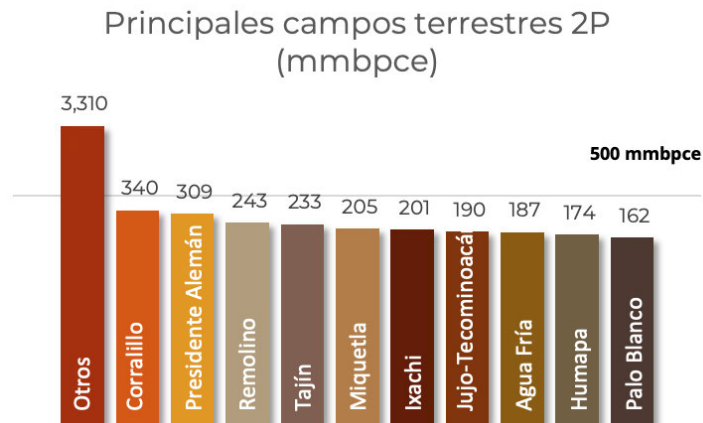


Figura 43. Principales campos terrestres con Reservas 2P de petróleo crudo equivalente.
Fuente: CNH con información de los Operadores Petroleros.

Los principales campos marinos en esta misma categoría se muestran en la Figura 44, los cuales suman 6,725 mmbpce que representa el 63% del total de las reservas 2P de petróleo crudo equivalente de los campos marinos, los cuales son Akal, Maloob, Ayatsil, Zaap, Ku, Balam, Pit, Xanab, Xikin y Kayab. Cabe señalar que, al igual que en la categoría 1P, los principales campos marinos son aquellos con ubicación en aguas someras.

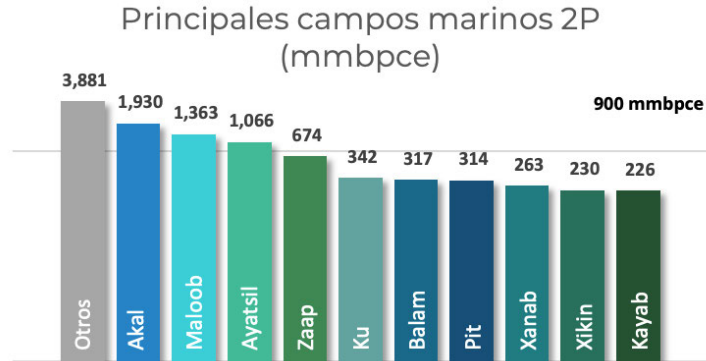


Figura 44. Principales campos marinos con Reservas 2P de petróleo crudo equivalente.
Fuente: CNH con información de los Operadores Petroleros.

Finalmente, en la categoría de reservas 3P, los campos terrestres cuentan con 9,251 mmbpce, de este volumen los diez principales campos son: Remolino, Corralillo, Presidente Alemán, Ixachi, Miquetla, Humapa, Coyol, Tajín, Amatitlán y Coyotes, los cuales aportan el 40%, que en su conjunto suman 3,708 mmbpce.

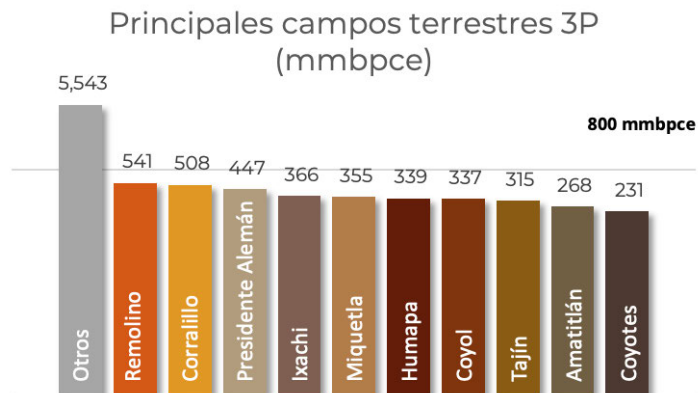


Figura 45. Principales campos terrestres con Reservas 3P de petróleo crudo equivalente.
Fuente: CNH con información de los Operadores Petroleros.

Con respecto a los campos marinos, el total de la reservas 3P de petróleo crudo equivalente es igual a 16,216 mmbpce, de este volumen los diez principales campos marinos contribuyen con el 59% aproximadamente, dentro de los diez principales campos marinos en esta categoría se encuentra Nobilis, un campo de aguas profundas el cual aporta 337 mmbpce equivalente al 2% del total de reservas 3P de los campos marinos.

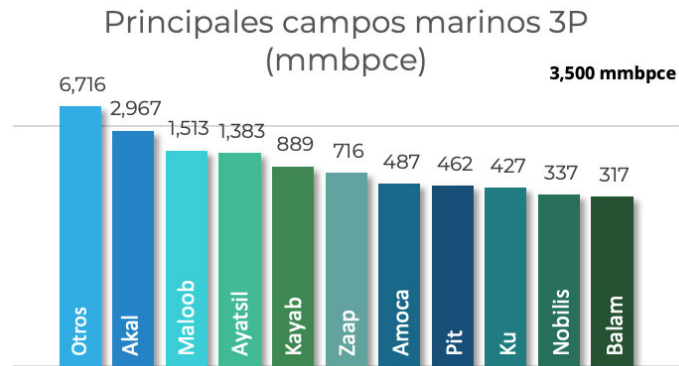


Figura 46. Principales campos marinos con Reservas 3P de petróleo crudo equivalente.
Fuente: CNH con información de los Operadores Petroleros.

BALANCE DE RESERVAS

El balance de reservas refiere las cantidades de hidrocarburos tales como los descubrimientos, las delimitaciones, los desarrollos y las revisiones, así como la producción en el mismo periodo de tiempo.

Las reservas probadas, al 1 de enero de 2018, presentan una variación neta de -677 mmbpce. La reducción se debe a que los incrementos obtenidos por las componentes de Incorporaciones, Desarrollos y Revisiones no fueron suficientes para contrarrestar la producción extraída durante 2017, la cual ascendió a 1,002 mmbpce.

Para las reservas 2P, es decir, la adición de reservas probadas más probables, se observó una variación neta de -607.4 mmbpce. Dicha variación se debe principalmente a las revisiones que derivaron en disminuciones de reservas para los campos Íride, Cunduacán, Oxiacaque, Akal, Ayatsil, Tekel, Utsil, entre otros, así como por la producción extraída durante 2017.

Para las reservas 3P, se tuvo una variación neta de -391.3 mmbpce. Esta reducción fue menor a la observada en otras categorías dado el gran volumen incorporado por descubrimientos en las reservas 3P.

La Figura 47, Figura 48 y Figura 49 muestran en mayor detalle los valores del balance de reservas al 1 de enero de 2018, así como los rubros en donde se tuvo la mayor variación.

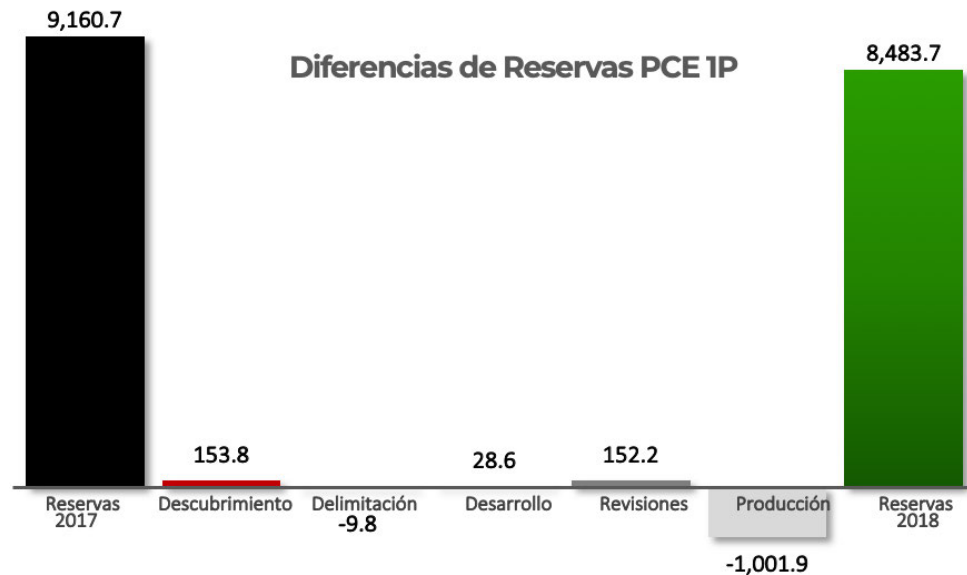


Figura 47. Balance de Reservas 1P al 1 de enero de 2018.
Fuente: CNH con información de los Operadores Petroleros.

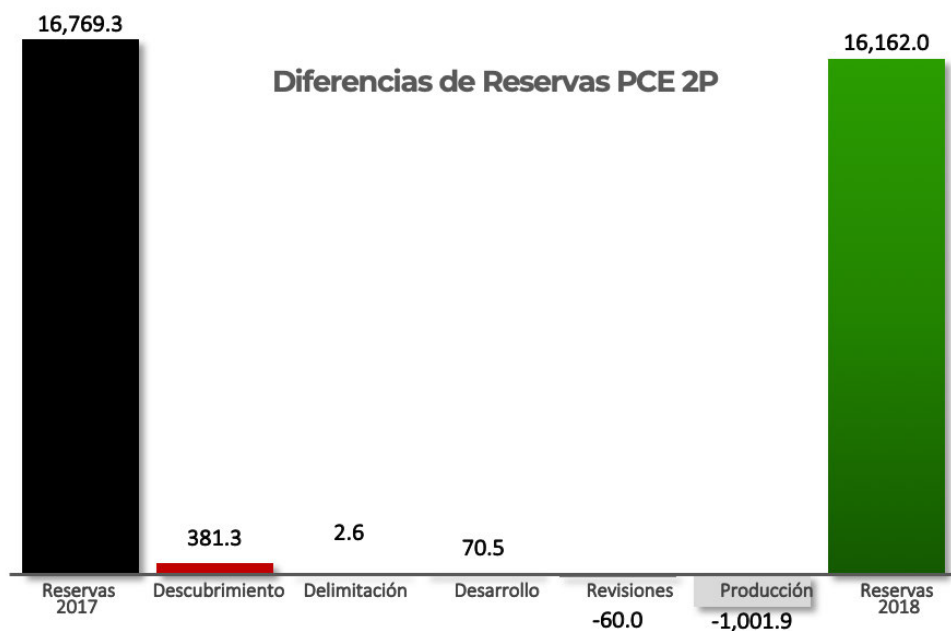


Figura 48. Balance de Reservas 2P al 1 de enero de 2018.
Fuente: CNH con información de los Operadores Petroleros.

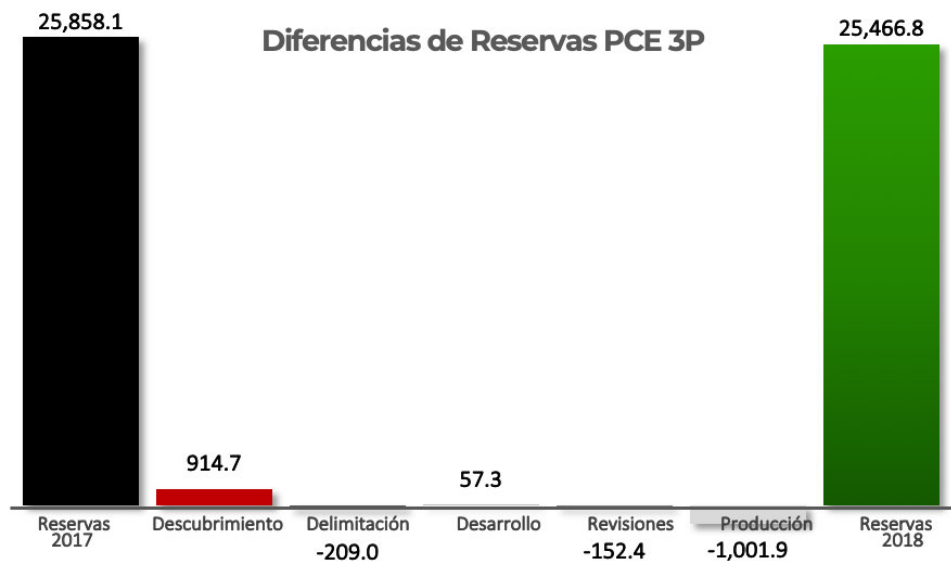


Figura 49. Balance de Reservas 3P al 1 de enero de 2018.
Fuente: CNH con información de los Operadores Petroleros.

DESCUBRIMIENTOS

Con base en la información de reservas recibida en la Comisión Nacional de Hidrocarburos, al 1 de enero de 2018, el único Operador Petrolero que reportó reservas por descubrimientos fue Petróleos Mexicanos. La Tabla 7 muestra los campos descubiertos en 2017, así como el pozo descubridor y el tipo de fluido encontrado.

Descubrimientos 2017			
Campo	Pozo	Tipo de Fluido	°API
Golfo de México Profundo			
Nobilis	Nobilis-101	Aceite	33.8-33.9
Cuencas del Sureste			
Hok	Hok-1	Aceite	26
Octli	Octli-1	Aceite	30
Suuk	Suuk-1A	Aceite	35
Teekit Profundo	Teekit-1001	Aceite	23-31
Valeriana	Valeriana-1	Gas y condensado	42.3
Cuenca de Veracruz			
Ixachi	Ixachi-1	Gas y condensado	40.3

Tabla 7. Características de los descubrimientos
Fuente: CNH con información del Operador Petrolero

En la Figura 50 se muestran las ubicaciones de los descubrimientos realizados en el 2017 que incorporaron reservas 1P, 2P y 3P, al 1 de enero de 2018.

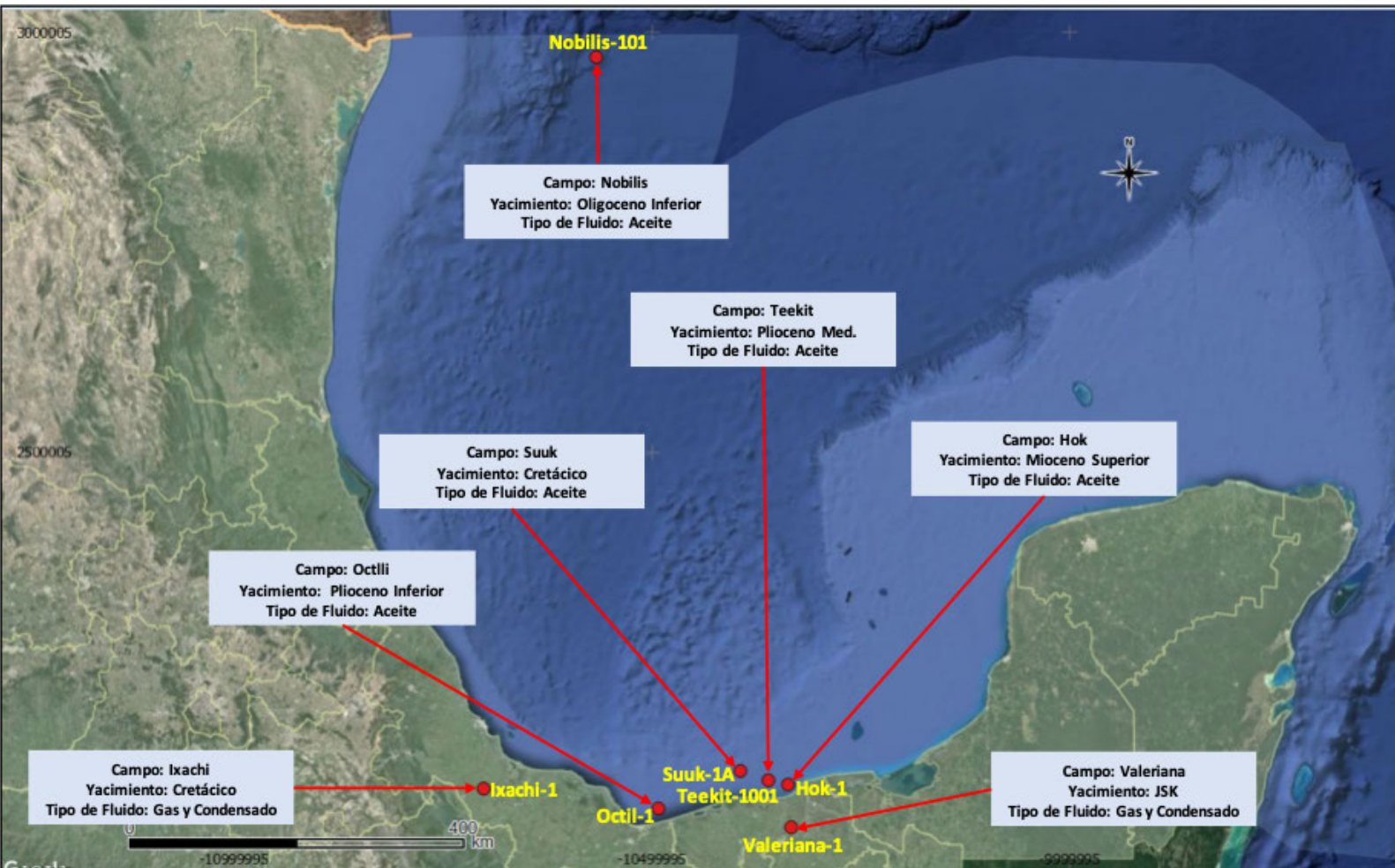


Figura 50. Descubrimientos realizados en el 2017 que incorporaron Reservas
Fuente: CNH con información del Operador Petrolero.

En total, los descubrimientos realizados por Petróleos Mexicanos, incorporaron 69.5 mmb de aceite y 454.4 mmmppc de gas en la categoría 1P; en la categoría 2P fue de 199.3 mmb de aceite y 994.4 mmmppc de gas, mientras que, en la categoría 3P los volúmenes agregados fueron 475.1 mmb de aceite y 2,271.3 mmmppc de gas. Los volúmenes aportados por cada campo en las categorías 1P, 2P y 3P se resume en la Tabla 8.

Descubrimientos 2017	Reservas 1P			Reservas 2P			Reservas 3P		
	Aceite (mmb)	Gas (mmpc)	PCE (mmb)	Aceite (mmb)	Gas (mmpc)	PCE (mmb)	Aceite (mmb)	Gas (mmpc)	PCE (mmb)
Golfo de México Profundo	0	0	0	0	0	0	16.8	17.w1	20.3
Nobilis	0	0	0	0	0	0	16.8	17.1	20.3
Cuencas del Sureste	37.6	83.4	55.9	133.7	232.7	180.2	339.1	864.2	528.1
Hok	0	0	0	27	28.8	31.7	27	28.8	31.7
Octli	0	0	0	27.9	46.5	35.4	33.2	52	41.7
Suuk	31.6	20.6	35	54.9	35.7	60.8	205.1	133.3	227.2
Teekit Profundo	0	0	0	12.9	6.6	13.9	12.9	6.6	13.9
Valeriana	6	62.8	20.9	11	115.2	38.3	60.9	643.5	213.7
Cuenca de Veracruz	31.9	371.1	97.9	65.6	761.8	201.1	119.2	1,389.9	366.3
Ixachi	31.9	371.1	97.9	65.6	761.8	201.1	119.2	1,389.9	366.3
TOTAL	69.5	454.4	153.8	199.3	994.4	381.3	475.1	2,271.3	914.7

Tabla 8 Descubrimientos en 2017
Fuente: CNH con información del Operador Petrolero

El pozo Nobilis-101 ubicado en Golfo de México Profundo, fue terminado en Oligoceno Inferior Yac 1 y 2, descubrió 2 yacimientos de aceite de 33.8° API y 33.9° API, respectivamente; documentó un volumen perteneciente al campo Nobilis de 20.3 mmb de PCE en la categoría 3P.

El pozo Hok-1 ubicado en Cuencas del Sureste, fue terminado en Mioceno Superior 1, 2 y 3, descubrió 3 yacimientos de aceite de 26° API y documentó un volumen perteneciente al campo Hok de 31.7 mmb de PCE en la categoría 2P.

El pozo Octli-1 ubicado en Cuencas del Sureste, fue terminado en Plioceno Inferior 1, 2, 3, 4, 6, 7, y 8, descubrió 7 yacimientos de aceite de 30° API y documentó un volumen perteneciente al campo Octli de 35.4 mmb de PCE y 41.7 mmb de PCE, en categorías 2P y 3P, respectivamente.

El pozo Suuk-1A ubicado en Cuencas del Sureste, fue terminado en el Cretácico, descubrió un yacimiento de aceite de 33° API y documentó volúmenes pertenecientes al campo Suuk de 35 mmb de PCE, 60.8 mmb de PCE y 227.2 mmb de PCE, en las categorías 1P, 2P y 3P, respectivamente.

El pozo Teekit-1001 ubicado en Cuencas del Sureste, fue terminado en Plioceno Medio 1, 3, 4 y 6, descubrió 4 yacimientos de aceite de 28° API, 23° API, 23° API y 31° API, respectivamente; documentó un volumen perteneciente al campo Teekit Profundo de 13.9 mmb de PCE en la categoría 2P.

El pozo Valeriana-1 ubicado en Cuencas del Sureste, fue terminado en el JSK y KI-KM-KS, descubrió 2 yacimientos de gas y condensado, con un condensado de 42.3° API y documentó volúmenes pertenecientes al campo Valeriana de 20.9 mmb de PCE, 38.3 mmb de PCE y 213.7 mmb de PCE, en las categorías 1P, 2P y 3P, respectivamente.

El pozo Ixachi-1 ubicado en la Cuenca de Veracruz, fue terminado en Cretácico, descubrió un yacimiento de gas y condensado, con un condensado de 40.3° API y documentó volúmenes pertenecientes al campo Ixachi de 97.9 mmb de PCE, 201.1 mmb de PCE y 366.3 mmb de PCE, en las categorías 1P, 2P y 3P, respectivamente.

INDICADORES DE RESERVAS

Una manera de medir el comportamiento de la industria petrolera es por medio de sus indicadores de desempeño que se aplican en diferentes rubros, en este caso y con base en la información proveniente de las estimaciones de reservas, se han desarrollado indicadores que sirven como punto de referencia para evaluar el comportamiento que tiene una compañía petrolera respecto a sus recursos.

En esta sección se mencionan dos principales indicadores de mayor uso en la industria petrolera, la Tasa de Restitución y la Relación reserva-producción.

TASA DE RESTITUCIÓN

En términos generales la tasa de restitución de reservas es el volumen de incorporación de reservas en cada una de las categorías totales o incrementales en comparación con la producción total del año anterior, es decir, es la valoración de la cantidad de hidrocarburos que se reponen o incorporan respecto a un volumen producido, en un mismo periodo.

En otras palabras, es la relación que mide cuantos barriles han podido ser restituidos en comparación con los barriles que han sido producidos en un cierto periodo de tiempo, normalmente en un año. Este indicador puede ser representado por el tipo de actividad que se desarrolla en un periodo de tiempo y puede ser expresado con base en dos metodologías, la tasa de restitución por descubrimientos y la tasa de restitución integral.

TASA DE RESTITUCIÓN POR DESCUBRIMIENTOS

La tasa de restitución por descubrimientos se obtiene mediante el cociente del total de reservas 1P, 2P o 3P adicionadas en un periodo, derivada de la actividad de incorporación exploratoria, y el volumen producido en el mismo periodo. El cálculo específico de la tasa de restitución de reservas por descubrimientos se realiza con base en la siguiente fórmula:

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

En la Tabla 9, se muestra la evolución de las tasas de restitución por descubrimientos de los último cinco ejercicios anuales, producto de las actividades exploratorias para las reservas 1P, 2P y 3P; asimismo, la Figura 51, muestra el comportamiento de la tasa de restitución por descubrimientos 1P, 2P y 3P para el producto Petróleo Crudo Equivalente.

Año	Aceite (%)			Gas (%)			PCE (%)		
	1P	2P	3P	1P	2P	3P	1P	2P	3P
2014	7.3	18.2	77.2	6.9	11.4	88.0	7.6	16.8	87.2
2015	7.2	12.9	22.3	4.1	12.4	133.3	6.6	13.5	64.8
2016	12.5	38.4	68.0	3.5	9.4	18.5	10.0	30.2	54.6
2017	5.6	15.0	60.1	3.7	12.6	53.4	5.1	14.8	61.5
2018	9.8	28.0	66.8	24.4	53.4	122.0	15.4	38.1	91.3

Nota: La información corresponde al 1 de enero del año indicado.

Tabla 9 Evolución de la Tasa de Restitución por Descubrimientos Nacional.
Fuente: CNH con información de los Operadores Petroleros.

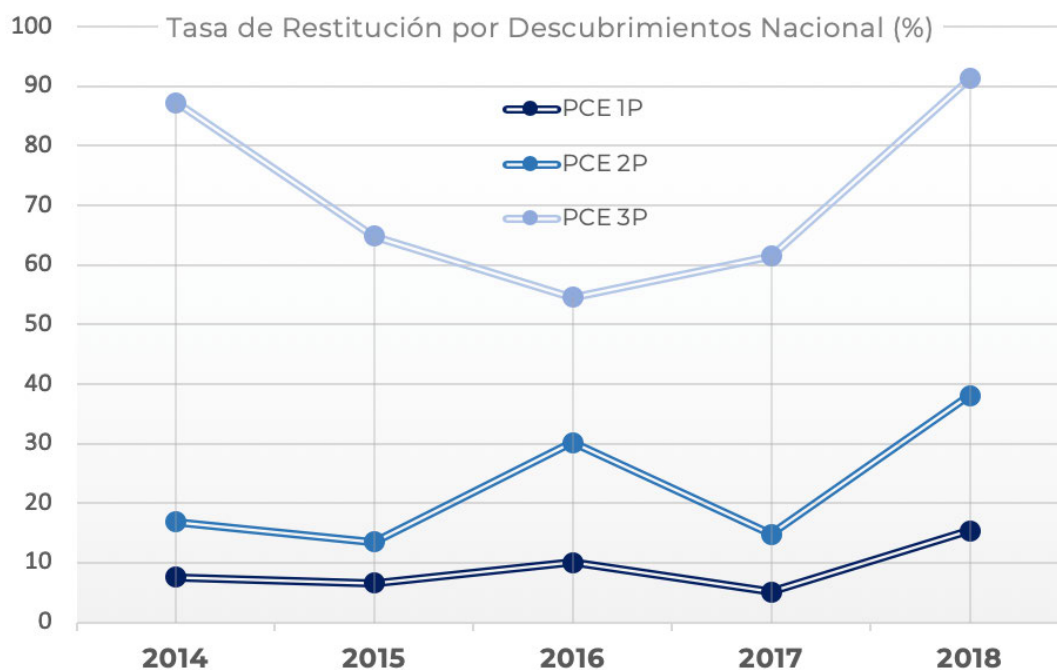


Figura 51. Evolución de la Tasa de Restitución por Descubrimientos Nacional
Fuente: CNH con información de los Operadores Petroleros.

De acuerdo con la información Nacional, la Tasa de Restitución por Descubrimientos de las reservas probadas (1P) de petróleo crudo equivalente, al 1 de enero de 2018, tiene un incremento de 10.3% respecto al año pasado; las reservas 2P de petróleo crudo equivalente presenta un incremento de 23.3% respecto de la del año pasado y, para el caso de las reservas 3P de petróleo crudo equivalente, se tiene un incremento del 29.8% respecto al año anterior.

Las incorporaciones consideradas en el caso de las reservas 1P corresponden a aquellas asociadas a los descubrimientos Suuk (Cretácico), Valeriana (Jsk) e Ixachi (Cretácico); para el caso de las reservas 2P se consideran los descubrimientos Hok (Mioceno Superior 1, 2 y 3), Octli (Plioceno Inferior 2 y Plioceno Inferior 6), Suuk (Cretácico), Teekit Profundo (Plioceno Medio 1, 3, 4 y 6), Valeriana (Jsk) e Ixachi (Cretácico); mientras que para el caso de las reservas 3P se consideran los descubrimientos Nobilis (Oligoceno Inferior Yac 1 y 2), Hok (Mioceno Superior 1, 2 y 3), Octli (Plioceno Inferior 1, 2, 3, 4, 6, 7 y 8), Suuk (Cretácico), Teekit Profundo (Plioceno Medio 1, 3, 4 y 6), Valeriana (Jsk y KI-KM-KS) e Ixachi (Cretácico).

Tomando las reservas de petróleo crudo equivalente asociadas a los descubrimientos considerados en cada categoría de reservas y la producción Nacional del año 2017 de 1,001.9 mmbpce, las Tasas de Restitución por Descubrimientos de las reservas 1P, 2P y 3P de PCE al 1 de enero de 2018, representaron el 15.4%, 38.1% y 91.3%, respectivamente.

Así mismo, cabe mencionar que se reportan reservas posibles asociadas a incorporaciones exploratorias en aguas profundas.

TASA DE RESTITUCIÓN INTEGRAL

La tasa de restitución integral se obtiene mediante el cociente del total de reservas 1P, 2P o 3P adicionadas en un periodo, derivadas de la actividad de incorporación exploratoria, delimitación de yacimientos, desarrollo de campos y revisiones entre el volumen producido en el mismo periodo.

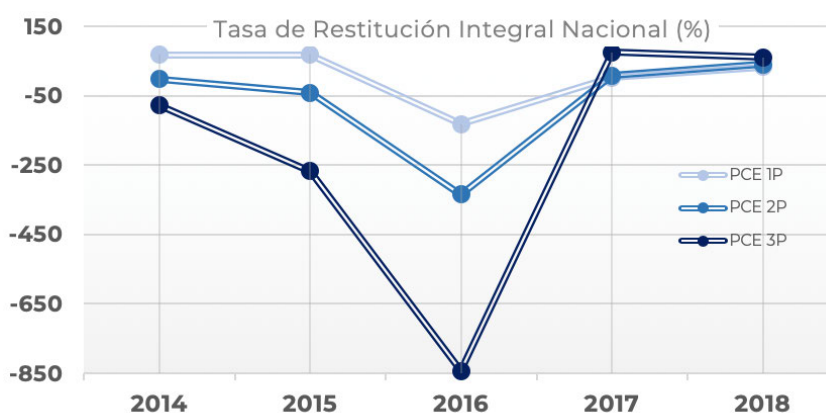
El cálculo específico de la tasa de restitución de reservas total o integral se realiza con base en la siguiente fórmula:

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

En la Tabla 10 y la Figura 52 se muestra el comportamiento de la Tasa de Restitución Integral para las reservas 1P, 2P y 3P en los últimos 5 años.

Año	Aceite (%)			Gas (%)			PCE (%)		
	1P	2P	3P	1P	2P	3P	1P	2P	3P
2014	71.6	0.3	-61.7	77.3	29.5	-53.3	67.8	-1.9	-77.9
2015	88.6	-28.3	-295.1	47.2	-11.5	-100.3	67.4	-41.9	-268.1
2016	-150.2	-287.1	-670.0	-13.0	-267.2	-855.4	-132.5	-335.0	-844.1
2017	23.4	46.3	165.4	-5.7	-28.1	-70.0	2.8	8.1	74.6
2018	19.5	20.1	22.7	79.6	104.1	157.5	32.4	39.4	60.9

Tabla 10. Evolución de la Tasa de Restitución Integral Nacional.
Fuente: CNH con información de los Operadores Petroleros.



Nota: La información corresponde al 1 de enero del año indicado.

Figura 52. Evolución de la Tasa de Restitución Integral Nacional.
Fuente: CNH con información de los Operadores Petroleros.

Con base en la información presentada, las tasas de restitución integral de las reservas 1P, 2P y 3P en petróleo crudo equivalente, al 1 de enero de 2018, son de 32.4%, 39.4% y 60.9%, respectivamente. Para esta evaluación se observa un incremento con respecto al año anterior en las categorías 1P y 2P, mientras que para el caso de la categoría 3P, se tuvo un ligero decremento.

RELACIÓN RESERVA - PRODUCCIÓN (R/P)

La relación reserva-producción describe, en términos promedio, el número de años en el que las reservas totales o incrementales certificadas podrían sostener el ritmo de producción actual de un país. De esa forma, la relación reserva-producción de México, a pesar de ser muy diferente respecto a los países del Medio Oriente cuya riqueza petrolera es vasta, es muy cercana a naciones como Indonesia, Argentina o Estados Unidos, y por encima de países como Colombia, Reino Unido o Dinamarca. El ranking de países con mayor relación reserva-producción, se muestra en la Tabla 11.

Relación Reserva / Producción de Aceite		
Posición	País	R/P (años)
1	Venezuela	*
2	Siria	*
3	Yemen	*
4	Libia	*
5	Canadá	95.8
6	Kuwait	91.9
7	Iraq	90.2
8	Irán	86.5
10	Emiratos Árabes Unidos	68.1
12	Nigeria	51.6
13	Sudán	47.8
17	Qatar	36.1
25	Federación Rusa	25.8
41	Brasil	12.8
43	Noruega	11.0
45	EUA	10.5
46	Argentina	10.0
47	Indonesia	9.2
48	México **	8.9
49	Dinamarca	8.7
52	Reino Unido	6.3
53	Colombia	5.4

Tabla 11. Relación Reserva / Producción de Aceite, Información al 1 de enero de 2018.
Fuente: BP. Statistical Review of World Energy June 2018.

* Más de 100 años.

** El valor calculado por la CNH es de 9.1 años

En el caso de México, la relación reserva-producción, se define como el cociente entre las reservas remanentes al 1 de enero de 2018 y la producción total del año 2017. Los resultados en términos de PCE fueron de 8.5 años en 1P, 16.1 años en 2P y 25.4 años en 3P, al 1 de enero de 2018. En el caso de las reservas 1P se tuvo un ligero incremento respecto a lo indicado al 1 de enero de 2017 (8.2 años); la relación reserva-producción de las reservas 2P y 3P al 1 de enero de 2017 (15.1 años y 23.2 años, respectivamente) también se tuvieron incrementos respecto a dichos valores.

La relación reserva-producción para cada uno de los productos: aceite, gas y petróleo crudo equivalente a nivel nacional se muestran en la Tabla 12 y Figura 53.

Categoría	Aceite (años)	Gas (años)	PCE (años)
1P	9.1	5.4	8.5
2P	17.3	10.4	16.1
3P	27.3	16.1	25.4

Tabla 12. Relación reserva-producción Nacional al 1 de enero de 2018.

Fuente: CNH con información de los Operadores Petroleros.

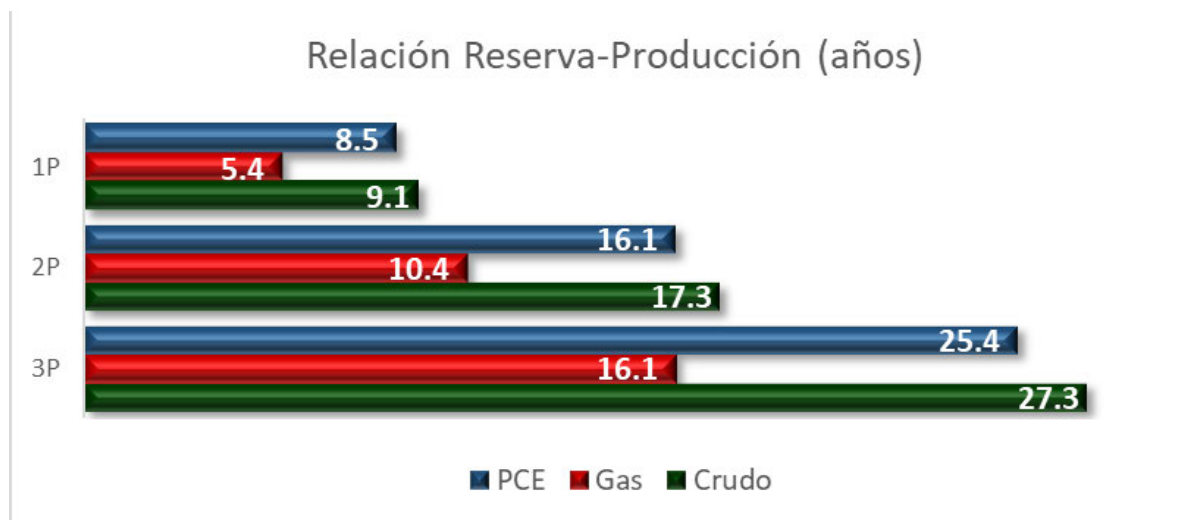


Figura 53. Relación Reserva-Producción Nacional al 1 de enero de 2018.

Fuente: CNH con información de los Operadores Petroleros.

Consolidación de reservas

Derivado del análisis realizado a las cifras presentadas por los Operadores Petroleros, así como los Terceros Independientes, la CNH consolidó las cifras de reservas de hidrocarburos de la Nación con base en el procedimiento anual de consolidación de reservas al 1 de enero de 2018. Para este año las reservas probadas de petróleo crudo equivalente se consolidaron en 8,483.7 mmbpce, mientras que las reservas probables se situaron en 7,678.2 mmbpce. Finalmente, las reservas posibles dieron como resultado 9,304.8 mmbpce. La Tabla 13, muestra las cifras de reservas 1P, 2P y 3P para aceite, gas y petróleo crudo equivalente.

	Reservas 1P			Reservas 2P			Reservas 3P		
	Aceite mmb	Gas mmmpc	PCE mmb	Aceite mmb	Gas mmmpc	PCE mmb	Aceite mmb	Gas mmmpc	PCE mmb
Total	6,464.2	10,022.4	8,483.7	12,280.7	19,377.9	16,162.0	19,419.8	30,020.4	25,466.8

Tabla 13. Reservas de hidrocarburos al 1 de enero de 2018 nacional
Fuente: CNH con información de los Operadores Petroleros.

CONCLUSIONES

- I. A nivel internacional se continúa con el esfuerzo para homologar los criterios y definiciones de recursos prospectivos, recursos contingentes y reservas de hidrocarburos que permitan hacer comparaciones entre el potencial que tiene cada país.
- II. Existen diversos sistemas para la evaluación y clasificación de reservas; los relacionados con la SPE y la PRMS son los más utilizados y reconocidos por la comunidad técnica-económica a nivel internacional, razón por la cual éstos son utilizados en México para la evaluación y certificación de reservas de hidrocarburos. Lo anterior, no solo posiciona al país con volúmenes considerables de reservas, sino que las cifras relacionadas a éstos, cuentan con el nivel de incertidumbre aceptado a nivel internacional, de acuerdo con las mejores prácticas de la industria, lo que proporciona a México una mayor certeza jurídica, técnica y financiera sobre los reportes de reservas.
- III. En junio de 2018 se revisó y publicó el PRMS 2018, en el que participaron diversas organizaciones y asociaciones internacionales en la materia: la SPE, el World Petroleum Council (WPC), American Association of Petroleum Geologists (AAPG), Society of Petroleum Evaluation Engineers (SPEE), Society of Exploration Geophysicists (SEG), Society of Petrophysicists and Well Log Analysts (SPWLA), y la European Association of Geoscientists & Engineers (EAGE). Los Lineamientos de reservas de la CNH, adoptan la versión vigente del PRMS.
- IV. Con la regulación emitida se puede constatar la utilización de la metodología por Operadores Petroleros y Terceros Independientes; asimismo se puede verificar su experiencia y sus capacidades técnicas, financieras y de ejecución. Además incentiva la competencia y transparencia entre Operadores Petroleros y Terceros Independientes en el que, entre otros elementos, se considera la ausencia de conflicto de intereses para llevar a cabo las tareas de certificación. Con base en la información de reservas al 1 de enero de 2018, remitida por los Operadores Petroleros a esta Comisión Nacional de Hidrocarburos, se constató que tanto los Operadores Petroleros como los Terceros Independientes siguieron las metodologías para la estimación de las reservas en México, considerando el PRMS.
- V. Al 1 de enero de 2018, la Empresa Productiva del Estado, Petróleos Mexicanos, reportó incorporaciones de reservas en sus diferentes categorías, las cuales se ubicaron en las Cuencas del Sureste, Veracruz y Golfo de México Profundo. La actividad exploratoria debe continuar con los esfuerzos necesarios para incrementar la incorporación de reservas del país. Asimismo, se requiere de mayor trabajo en conjunto, entre la industria y el gobierno, a fin de revertir los resultados del pasado y poder contribuir con el incremento de volúmenes de reservas del país.

- VI. Por primera ocasión, al 1 de enero de 2018, dos Contratistas conformados por empresas internacionales, diferentes a la Empresa Productiva del Estado, declararon reservas por las respectivas áreas contractuales de las que son titulares, contando ambos con los planes de desarrollo aprobado por la CNH.
- VII. Con la información remitida por los Operadores Petroleros, la CNH realizó la consolidación de las cifras de reservas de la Nación que cuantificaron los Asignatarios y Contratistas en las categorías 1P, 2P y 3P, en sus productos aceite, gas natural y petróleo crudo equivalente; asimismo, se calcularon las Tasas de Restitución de Reservas Integral y por descubrimientos, definiendo también la Relación Reserva-Producción.
- VIII. Las reservas de petróleo crudo equivalente al 1 de enero de 2018 corresponde a 8,483.7 mmbpce para la categoría 1P; 16,162.0 mmbpce para las 2P y 25,466.8 mmb en la categoría 3P.
- IX. La Relación Reserva-Producción nos indica que las reservas de petróleo crudo equivalente son 8.5 años, 16.1 años y 25.4 años para las categorías 1P, 2P y 3P, respectivamente.
- X. México cuenta con diversos yacimientos en los cuales la aplicación de métodos de recuperación secundaria y mejorada podría ayudar al incremento y la restitución de los volúmenes de reservas asociados. Cabe señalar que para que esto ocurra, previamente se necesitan realizar diversos estudios estáticos y dinámicos a los yacimientos a fin de realizar una selección adecuada de los métodos de recuperación aplicables. Lo anterior, beneficiará la ejecución de las pruebas piloto, mejorando los posibles resultados para llevar a cabo la implementación de manera gradual de los citados métodos, administrando la extracción de los hidrocarburos e incrementando el factor de recuperación de los yacimientos.

TABLAS

Tabla 1. Sistema de clasificación de recursos petroleros noruego	21
Tabla 2. Principales Tipos de Inversión por Categorías de Reserva.....	23
Tabla 3. Padrón de Terceros Independientes en materia de reservas.....	44
Tabla 4. Reservas de hidrocarburos de México al 1 de enero de 2018.....	48
Tabla 5. Reservas de hidrocarburos al 1 de enero de 2018 por Asignaciones o Contratos.....	49
Tabla 6. Reservas de hidrocarburos al 1 de enero de 2018 por ubicación	58
Tabla 7. Características de los descubrimientos	66
Tabla 8. Descubrimientos en 2017.....	68
Tabla 9. Evolución de la Tasa de Restitución por Descubrimientos Nacional.....	71
Tabla 10. Evolución de la Tasa de Restitución Integral Nacional.....	73
Tabla 11. Relación Reserva / Producción de Aceite, Información al 1 de enero de 2018.....	74
Tabla 12. Relación reserva-producción Nacional al 1 de enero de 2018.....	75
Tabla 13. Reservas de hidrocarburos al 1 de enero de 2018 nacional.....	76

CONTENIDO

Figura 1. Probabilidad en el volumen de Reservas de hidrocarburos.....	12
Figura 2. Cuadro de clasificación de recursos.....	13
Figura 3. Clasificación de Recursos y Reservas en México conforme al PRMS al 1 de enero de 2018, Crudo (mmb)....	14
Figura 4. Clasificación de Recursos y Reservas en México al 1 de enero de 2018 conforme al PRMS, Gas (mmmpc) ..	14
Figura 5. Recursos convencionales y no convencionales.....	16
Figura 6. Clasificación Completa de las Naciones Unidas para Reservas y recursos minerales.....	18
Figura 7. Sistema de clasificación noruego	21
Figura 8. Sistema de Clasificación ruso	22
Figura 9. Tipos de proyectos y su relación con las categorías de Reservas.....	24
Figura 10. Proceso de estimación y clasificación de Reservas.....	25
Figura 11. Interpretación sísmica.....	26
Figura 12. Muestra de núcleo.....	27
Figura 13. Evaluación petrofísica de un pozo.....	28
Figura 14. Esquema de integración del modelo geológico actual	30
Figura 15. Diagnostico en gráfico Log-Log de las pruebas de incremento y decremento.....	32
Figura 16. Sistema de producción de petróleo.....	34
Figura 17. Límite económico.....	37
Figura 18. Participantes en la consolidación nacional de Reservas	39
Figura 19. Actividades necesarias en el marco del proceso de análisis. (Regulación 2015).....	40
Figura 20. Actividades necesarias en el marco del proceso de análisis (Regulación vigente).....	41
Figura 21. Evolución de las Reservas de aceite del 1 de enero de 2014 al 1 de enero de 2018.....	46
Figura 22. Evolución de las Reservas de gas del 1 de enero de 2014 al 1 de enero de 2018.....	47
Figura 23. Evolución de las Reservas de gas del 1 de enero de 2014 al 1 de enero de 2018.....	47
Figura 24. Distribución de las Reservas 1P de petróleo crudo equivalente por modelo de adjudicación.....	49
Figura 25. Distribución de las Reservas 2P de petróleo crudo equivalente por modelo de adjudicación.....	50
Figura 26. Distribución de las Reservas 2P de petróleo crudo equivalente por modelo de adjudicación.....	50
Figura 27. Integración de las Reservas 1P de aceite de los principales campos (mmb).....	51
Figura 28. Integración de las Reservas 2P de aceite de los principales campos (mmb).....	52
Figura 29. Integración de las Reservas 3P de aceite de los principales campos (mmb).....	52
Figura 30. Integración de las Reservas 1P de Gas Natural de los principales campos (mmmpc).....	53
Figura 31. Integración de las Reservas 2P de Gas Natural de los principales campos (mmmpc).....	53
Figura 32. Integración de las Reservas 3P de Gas Natural de los principales campos (mmmpc).....	54
Figura 33. Integración de las Reservas 1P de Petróleo crudo equivalente de los principales campos (mmb).....	55
Figura 34. Integración de las Reservas 2P de Petróleo crudo equivalente de los principales campos (mmb).....	55
Figura 35. Integración de las Reservas 3P de Petróleo crudo equivalente de los principales campos (mmb).....	56
Figura 36. Mapa de distribución de Reservas por cuenca	57
Figura 37. Mapa de distribución de Reservas por ubicación.....	58
Figura 38. Distribución de las Reservas 3P de aceite (mmb) por ubicación.....	59
Figura 39. Distribución de las Reservas 2P de Petróleo crudo equivalente por ubicación.....	59
Figura 40. Distribución de las Reservas 3P de petróleo crudo equivalente (mmb) por ubicación.....	60
Figura 41. Principales campos terrestres con Reservas 1P de petróleo crudo equivalente.....	60
Figura 42. Principales campos marinos con Reservas 1P de petróleo crudo equivalente.....	61
Figura 43. Principales campos terrestres con Reservas 2P de petróleo crudo equivalente.....	61
Figura 44. Principales campos marinos con Reservas 2P de petróleo crudo equivalente.....	62

Figura 45. Principales campos terrestres con Reservas 3P de petróleo crudo equivalente.....	62
Figura 46. Principales campos marinos con Reservas 3P de petróleo crudo equivalente.....	63
Figura 47. Balance de Reservas 1P al 1 de enero de 2018.....	64
Figura 48. Balance de Reservas 2P al 1 de enero de 2018.....	65
Figura 49. Balance de Reservas 3P al 1 de enero de 2018.....	65
Figura 50. Descubrimientos realizados en el 2017 que incorporaron Reservas.....	67
Figura 51. Evolución de la Tasa de Restitución por Descubrimientos Nacional.....	71
Figura 52. Evolución de la Tasa de Restitución Integral Nacional.....	73
Figura 53. Relación Reserva-Producción Nacional al 1 de enero de 2018.....	75

GLOSARIO

1. **Aceite:** Mezcla de hidrocarburos que existe en fase líquida en los yacimientos; así está en condiciones originales de presión y temperatura y puede incluir pequeñas cantidades de sustancias que no son hidrocarburos. Tiene una viscosidad menor o igual a 10,000 centipoises, a la temperatura original del yacimiento, a presión atmosférica y libre de gas (estabilizado). Es práctica común clasificar al aceite en función de su densidad, expresándola en grados API, a las condiciones citadas de presión y temperatura, también sin gas disuelto.
2. **Aceite ligero:** La densidad de este aceite esta entre 31.1 y 39 grados API.
3. **Aceite pesado:** Su densidad es mayor o igual a 10 grados API y menor o igual a 23 grados API.
4. **Aceite extrapesado:** Es aquél cuya densidad es menor a 10 grados API, con un rango de viscosidad entre 1,000 y 10,000 cp. Es clasificado como recurso no convencional de acuerdo a las guías de la PRMS.
5. **Aceite super ligero:** Su densidad es mayor a los 38 grados API.
6. **Adiciones:** Son las reservas resultante de actividades exploratorias. Comprende los descubrimientos delimitaciones de un campo durante el periodo en estudio.
7. **Agregación:** El proceso de sumar las estimaciones de nivel del yacimiento (o proyecto) de las cantidades de recursos a niveles más altos o combinaciones tales como totales de yacimiento, país, o compañía. La sumatoria aritmética de las categorías incrementales puede llevar a resultados diferentes de la agregación probabilista de distribuciones.
8. **Compresor:** Es un equipo que se instala en una línea de conducción de gas para incrementar la presión y garantizar el flujo del fluido a través de la tubería.
9. **Condensados:** Los condensados son una mezcla de hidrocarburos (mayormente pentanos y más pesados) que existen en la fase gaseosa a temperatura y presión original del yacimiento, pero cuando se producen, están en la fase líquida a condiciones de presión y temperatura de superficie. El condensado difiere de los líquidos de gas natural (NGL) en dos aspectos: (1) El NGL es extraído y recuperado en las plantas de gas. (2) Incluye hidrocarburos muy livianos (etano, propano, butanos) así como, también los pentanos que son los componentes principales del condensado.
10. **Condiciones estándar:** Son las especificaciones de presión y temperatura, empleadas para reportar el volumen de gas (importante para el gas de venta) y son definidas por los reglamentos de los estados o países. Por ejemplo, las condiciones estándar usadas en Estados Unidos (condiciones base) son: P=14.65 psia y T=60°F, mientras que en Colorado son P= 15.025 psia y T=60°F. En México se consideran P= 14.69 psia y T=60°F.
11. **Costo de capital:** El costo de capital se puede considerar como costo de financiamiento, representado por los intereses y gastos en que se incurre por la utilización del dinero prestado y como costo de oportunidad, que es el beneficio adicional derivado de la utilización de fondos destinados a un proyecto determinado en otros más rentables.
12. **Costos de abandono:** Son los costos que se requieren para el taponamiento del pozo, desmantelamiento de instalaciones (la parte proporcional) y restauración de las áreas de trabajo.

13. **Costos fijos:** Son aquéllos en que necesariamente tiene que incurrir la empresa para efectuar las operaciones. El nombre de costos fijos se debe a que en el plazo corto e intermedio se mantienen constantes a los diferentes niveles de producción.
14. **Costos variables:** Son aquéllos que varían en función del volumen de producción. El total de estos costos varía en proporción directa a los cambios en su actividad correspondiente.
15. **Declinación:** Representa el porcentaje (fracción), al cual está disminuyendo el gasto de producción.
16. **Delimitación:** Actividad de exploración que incrementa, o decrementa, reservas por medio de la perforación de pozos que definen los límites de un yacimiento.
17. **Densidad:** Es una propiedad intensiva de la materia definida como la masa entre su volumen a ciertas condiciones de presión y temperatura. Se puede expresar en gr/cm³ o el lb/gal.
18. **Densidad API:** Es una medida de la densidad de los productos líquidos del petróleo, de acuerdo con la siguiente ecuación: $Densidad\ API = (141.5 / densidad\ relativa) - 131.5$. La densidad API se expresa en grados; la densidad relativa 1.0 es equivalente a 10 grados API.
19. **Densidad relativa de un líquido:** Es el cociente de su densidad a la densidad de ese líquido a la densidad del agua, a ciertas condiciones de presión y temperatura (condiciones estándar).
20. **Desarrollo:** Actividad que incrementa, o decrementa, reservas por medio de la perforación de pozos de extracción y otras actividades asociadas.
21. **Descubrimiento:** Incorporación de reservas atribuible a la perforación de pozos exploratorios, confirmando que existen formaciones productoras de hidrocarburos.
22. **Factor de compresibilidad del gas (Z):** Conocido como el factor de desviación del gas, o factor "Z". Es el cociente del volumen ocupado actualmente por un gas a una presión y temperatura dadas, con respecto al volumen que ocuparía un gas a la misma presión y temperatura; si este siguiera el comportamiento como un gas ideal. ($Z = V_{actual} / V_{ideal}$).
23. **Factor de recuperación (FR):** Es el cociente de la reservas originales de un yacimiento y el volumen original de aceite, o gas, a condiciones estándar.
24. **Factor de volumen (B):** Cociente del volumen de fluido en el yacimiento, con el volumen del fluido a condiciones estándar. Se tienen factores de volumen para el aceite, el gas, para ambas fases, y el agua. Se pueden medir directamente de una muestra, calcularse u obtenerse por medio de correlaciones empíricas.
25. **Factor de volumen de formación del aceite (Bo):** Esta definido como el volumen de aceite de yacimiento necesario para producir un barril de aceite en el tanque de almacenamiento en superficie. El aceite de formación incluye al gas disuelto.
26. **Factor de volumen de formación del gas (Bg):** Es definido como el volumen de gas a condiciones de yacimiento necesario para producir un pie cubico estándar en superficie.
27. **Factor de volumen de formación del agua (Bw):** Representa el cambio en el volumen de agua de formación con su contenido de sales y otros compuestos al ser llevada de condiciones de yacimiento a condiciones de superficie.

28. **Gas húmedo:** Mezcla de hidrocarburos que se obtiene del proceso del gas natural, en el cual se han eliminado las impurezas o compuestos que no son hidrocarburos, y cuyo contenido de componentes más pesados que el metano es en cantidades tales que permite su proceso comercial.
29. **Gas natural:** Mezcla de hidrocarburos que existe en los yacimientos en fase gaseosa, o en solución en el aceite, y que a condiciones estándar permanece en fase gaseosa; puede incluir algunas impurezas o sustancias que no son hidrocarburos: ácido sulfhídrico, nitrógeno o dióxido de carbono.
30. **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.
31. **Hidrocarburos:** Compuestos orgánico que contiene principalmente, hidrógeno y carbón, que adicionalmente contiene oxígeno, nitrógeno y átomos de azufre.
32. **Límite económico:** Es el punto en el cual los ingresos obtenidos por la venta de los hidrocarburos se igualan a los costos incurridos en su extracción.
33. **Líquidos de planta:** Líquidos del gas natural recuperados en plantas de procesamiento de gas, que principalmente consisten de etano, propano y butano.
34. **Petróleo:** Se define como una mezcla que consiste de hidrocarburos en las fases gaseosas, líquidas, o sólidas. El petróleo también puede contener no-hidrocarburos, cuyos ejemplos comunes son dióxido de carbono, nitrógeno, sulfuro de hidrógeno, y azufre.
35. **Petróleo crudo equivalente (PCE):** Suma del aceite crudo, condensado, líquidos de plantas y gas seco equivalente a líquido.
36. **Petróleo descubierto inicialmente in-situ:** es aquella cantidad de petróleo que se estima, a una fecha dada, esté contenida en acumulaciones conocidas previas al inicio de su producción.
37. **Petróleo no descubierto inicialmente in-situ:** es aquella cantidad de petróleo que se estima que, a una fecha dada, esté contenida dentro de acumulaciones aún por descubrir.
38. **Petróleo original in-situ:** es aquella cantidad de petróleo que se estima exista originalmente en acumulaciones naturales. Esto incluye aquellas cantidades de petróleo que se estima, esté contenida en acumulaciones conocidas más aquellas cantidades estimadas en acumulaciones aún por descubrir, ambas previas al inicio de su producción.
39. **Play:** Proyecto asociado a una tendencia de prospectos potenciales, pero que requiere más adquisición de datos y/o evaluación para definir prospectos específicos.
40. **Pozo de desarrollo:** Pozo perforado en un área probada con el fin de producir hidrocarburos.
41. **Pozo exploratorio:** Pozo que se perfora sin conocimiento detallado de la estructura rocosa subyacente con el fin de encontrar hidrocarburos cuya extracción sea rentable.
42. **Producción:** es aquella cantidad acumulada de petróleo que ha sido recuperada a una fecha dada. Mientras que todos los recursos recuperables estimados, y la producción medida en términos de las especificaciones del producto para ventas, la producción bruta (ventas más no ventas), también medida, es necesaria para brindar apoyo a los análisis de ingeniería

43. **Recurso:** Volumen total de hidrocarburos existente en las rocas del subsuelo. También conocido como volumen original in situ.
44. **Recursos contingentes:** son aquellas cantidades de petróleo que se estiman, a partir de una fecha dada, sean potencialmente recuperables de acumulaciones conocidas, a través de la aplicación de proyectos de desarrollo, pero donde el o los proyecto(s) aplicado(s) aún no se consideran suficientemente maduros para el desarrollo comercial debido a una o más contingencias. Los recursos contingentes tienen asociada una probabilidad de desarrollo.
- Los recursos contingentes pueden incluir, por ejemplo, proyectos para los cuales actualmente no existen mercados viables, o donde una recuperación comercial depende de tecnología en desarrollo, o donde la evaluación de la acumulación es insuficiente para evaluar claramente la comerciabilidad. Adicionalmente los recursos contingentes se categorizan de acuerdo con el nivel de certidumbre asociado a las estimaciones, y pueden ser subclasificados basados en la madurez del proyecto y/o caracterizados por su estado económico.
45. **Recurso descubierto:** Volumen de hidrocarburos que se estiman que se pueden producir de las acumulaciones descubiertas.
46. **Recurso no descubierto:** Volumen de hidrocarburos del que no se tiene evidencia, pero cuya existencia se infiere en cuencas geológicas a través de factores favorables resultantes de la interpretación geológica, geofísica y geoquímica. Si comercialmente se considera recuperable se le llama recurso prospectivo.
47. **Recurso no recuperable:** es aquella porción de “petróleo descubierto” o “no descubierto” inicialmente in-situ que se estima, a una fecha dada, no ser recuperable con futuros proyectos de desarrollo. Una porción de estas cantidades puede llegar a ser recuperable en el futuro a medida que cambien las circunstancias comerciales, ocurran desarrollos tecnológicos o se cuente con nueva información. La porción remanente nunca puede ser recuperada debido a restricciones físicas/químicas de la interacción en el subsuelo de fluidos y las rocas del yacimiento.
- La suma de reservas, recursos contingentes y recurso prospectivos, es comúnmente referida como recursos remanentes recuperables
48. **Recurso prospectivo:** son aquellas cantidades de petróleo que se estiman, a una fecha dada, sean potencialmente recuperables de acumulaciones no descubiertas a través de la aplicación de futuros proyectos de desarrollo. Los recursos prospectivos tienen una probabilidad de descubrimiento geológico asociada, además de una probabilidad de desarrollo. Los recursos prospectivos son adicionalmente clasificados de acuerdo con el nivel de incertidumbre asociado a estimaciones recuperables, suponiendo su descubrimiento y desarrollo; y pueden subclasificarse basándose en la madurez del proyecto.
49. **Relación gas aceite (RGA):** Cociente del gasto total de gas del yacimiento y el gasto de aceite muerto; medidos a condiciones estándar.
50. **Relación de gas disuelto-aceite:** Cociente del volumen de gas que está disuelto en el aceite a ciertas condiciones de presión y temperatura, liberado y medido a condiciones estándar, entre el volumen de aceite que lo contiene también a condiciones estándar; este cociente poder ser original (Rsi) o a cualquier tiempo (Rs).

51. **Relación reserva-producción:** Es el resultado de dividir las reservas a una fecha, entre la producción de un periodo. Este indicador supone producción constante, precio de hidrocarburos y costos de extracción sin variación en el tiempo, así como la inexistencia de nuevos descubrimientos en el futuro.
52. **Reservas:** son aquellas cantidades de petróleo 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. Además, las reservas deben satisfacer cuatro criterios: deben estar descubiertas, ser recuperables, ser comerciables y ser remanentes (a la fecha de la evaluación), basadas en el/los proyecto(s) de desarrollo aplicado(s). Adicionalmente, las reservas pueden además ser categorizadas de acuerdo con el nivel de certidumbre asociado a las estimaciones, y pueden ser subclasificadas, basadas en la madurez del proyecto y/o caracterizadas por el estado de desarrollo y producción.
53. **Reservas originales:** Son las reservas de hidrocarburos al inicio de la extracción.
54. **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 a las reservas probables. Las cantidades totales finalmente recuperadas del proyecto tienen una baja probabilidad de superar la suma de reservas probadas más probables más posibles (3P), lo que es equivalente al escenario de estimación alta. En este contexto, cuando se utilizan los métodos probabilistas, debería haber por lo menos, una probabilidad del 10% a que las cantidades reales recuperadas igualarán o superarán la estimación 3P.
55. **Reservas probables:** son aquellas reservas adicionales que, a partir de un análisis de datos de geociencias y de ingeniería, se estima que es menos probable ser, comparadas a reservas probadas, pero más ciertas a ser recuperadas comparadas a las reservas posibles. Es igualmente probable que las cantidades remanentes reales recuperadas sean mayores o menores a la suma de las reservas estimadas probadas más probables (2P). En este contexto, cuando se utilizan métodos probabilistas, debería haber por lo menos una probabilidad del 50% de que las cantidades reales recuperadas igualarán o excederán la estimación de 2P.
56. **Reservas probadas:** son aquellas cantidades de petróleo que, a partir del análisis 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 y bajo condiciones económicas, métodos de operación, y reglamentación gubernamental definidas. Si se utilizan métodos deterministas, la intención de certidumbre razonable expresa un alto grado de confianza a que las cantidades serán recuperadas. Si se utilizan métodos probabilistas, debería haber por lo menos una probabilidad de 90% que las cantidades realmente recuperadas igualarán o excederán la estimación.
57. **Volumen remanente:** Diferencia entre el volumen original y la producción acumulada, ambos volúmenes a condiciones estándar el cual incluye las reservas a una determinada fecha.



CNH

Comisión Nacional de Hidrocarburos

El documento

“Reservas de Hidrocarburos en México. Conceptos fundamentales y análisis 2018”

se elaboró en la Comisión Nacional de Hidrocarburos
y es propiedad de la misma institución.

Edición

Comisión Nacional de Hidrocarburos