CNH

Comisión Nacional de Hidrocarburos

Dictamen relativo a la aprobación de los reportes de evaluación o cuantificación de las reservas probadas (1P) de hidrocarburos al 1 de enero de 2015 elaborados por Petróleos Mexicanos y al visto bueno de los reportes finales de las certificaciones de las mismas realizadas por Terceros Independientes.

MARZO 2015

Contenido

CONTENIDO **2**

I.- ANTECEDENTES **3**

I.1 Objeto del Dictamen 3
I.2 Marco Legal 4

II.- PROCESO DE DICTAMINACIÓN **7**

II.1 Proceso General conforme a los Lineamientos de Reservas 7
II.2 Actividades de la Unidad Técnica de Extracción y Cronograma de Trabajo 11
II.3 Bitácora de Actividades 12
II.4 Revisión de las metodologías internas y externas para la estimación de las reservas utilizadas por PEMEX 13
II.5 Revisión de la documentación de los Terceros Independientes 14
II.6 Proceso de revisión de los valores presentados por PEMEX. 15
II.7 Proceso de revisión de los valores de PEMEX y de los Terceros Independientes. 36

CONCLUSIONES **45**

I.- ANTECEDENTES

I.1 Objeto del Dictamen

En este documento se presenta el análisis y las conclusiones del estudio realizado por el grupo de trabajo de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) relativo a los reportes de evaluación o cuantificación de las reservas probadas (1P) de hidrocarburos al 1 de enero de 2015, elaborados por Petróleos Mexicanos (PEMEX) y a los reportes finales de las certificaciones de las mismas realizadas por Terceros Independientes.

Lo anterior, a efecto de que este Órgano Regulador Coordinado en Materia Energética dé cumplimiento a lo dispuesto por el artículo 43, fracciones I, incisos f) y g) y II, inciso b) de la Ley de Hidrocarburos, relativos a regular y supervisar su cumplimiento por parte de Asignatarios, Contratistas y Autorizados en las materias de cuantificación de Reservas, y certificación de Reservas de la Nación por parte de terceros independientes, así como cuantificar el potencial de Hidrocarburos del país; por lo que deberá consolidar anualmente la información nacional de Reservas que cuantifiquen los Asignatarios y Contratistas.

Para efecto de lo anterior, la CNH se hace valer del artículo Tercero Transitorio, segundo párrafo de la Ley de Hidrocarburos, el cual establece que en tanto se emite nueva regulación o se modifica la regulación correspondiente, la normatividad y regulación emitidas con anterioridad a la entrada en vigor de dicha Ley, por parte de la Secretaría de Energía, las Comisiones Reguladora de Energía y Nacional de Hidrocarburos, continuarán en vigor, sin perjuicio de que puedan ser adecuadas, modificadas o sustituidas.

El presente Dictamen se integró a través del proceso siguiente:

I. **Suficiencia de información**

II. **Revisión de Metodologías internas y externas utilizadas por PEMEX y los Terceros Independientes para la estimación de las reservas de hidrocarburos.**

III. **Documentación de los Terceros Independientes**

IV. **Revisión de las estimaciones de las reservas de hidrocarburos 1P, por Activo, realizadas por PEMEX.**

V. **Comparación de las estimaciones realizadas por PEMEX con aquellas contenidas en los reportes elaborados por los Terceros Independientes.**

VI. **Remisión de las cifras de las reservas de hidrocarburos a la Secretaría de Energía para su registro y publicación, con base en los estudios de evaluación, cuantificación y verificación.**

I.2 Marco Legal

A continuación se refieren las disposiciones legales y reglamentarias que facultan a la CNH a emitir el presente dictamen:

Artículos **2**, fracción I, **3, 4, 22**, fracciones I, III, IV, XXIV y XXVII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; **43**, fracciones I, incisos f)y g) y II, inciso b) y Tercero Transitorio de la Ley de Hidrocarburos, y la **Resolución CNH.08.001/12** por la que se modifica la Resolución CNH.07.001/10 por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos da a conocer los *Lineamientos que regulan el procedimiento de dictaminación para la aprobación de los reportes de evaluación o cuantificación de las reservas de hidrocarburos elaborados por Petróleos Mexicanos y el visto bueno a los reportes finales de las certificaciones realizadas por terceros independientes,* en relación a lo establecido en el **Artículo 33, fracción XX** de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal.

Dichas disposiciones legales, reglamentarias y administrativas, a la letra, señalan:

- La Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética (LORCME) establece lo siguiente:

  Artículo 2.- Los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética serán las siguientes dependencias del Poder Ejecutivo Federal**:**

  I. La Comisión Nacional de Hidrocarburos, y

  II. La Comisión Reguladora de Energía.

  Artículo 3.- Los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética tendrán autonomía técnica, operativa y de gestión. Contarán con personalidad jurídica y podrán disponer de los ingresos derivados de los derechos y los aprovechamientos que se establezcan por los servicios que prestan conforme a sus atribuciones y facultades.

  En el desempeño de sus funciones, los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética deberán coordinarse con la Secretaría de Energía y demás dependencias, mediante los mecanismos que establece el Capítulo VI de esta Ley, a fin de que sus actos y resoluciones se emitan de conformidad con las políticas públicas del Ejecutivo Federal.

  Artículo 4.- El Ejecutivo Federal ejercerá sus facultades de regulación técnica y económica en materia de electricidad e hidrocarburos, a través de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, a fin de promover el desarrollo eficiente del sector energético.

  Para ello podrán contar con las oficinas estatales o regionales necesarias para el desempeño de sus funciones, en atención a la disponibilidad presupuestal.

  Artículo 22.- Los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética tendrán las siguientes atribuciones:

  I. Emitir sus actos y resoluciones con autonomía técnica, operativa y de gestión, así como vigilar y supervisar su cumplimiento;

  …

III. Emitir resoluciones, acuerdos, directivas, bases y demás actos administrativos necesarios para el cumplimiento de sus funciones;

IV. Interpretar para efectos administrativos y en materia de su competencia, esta Ley y las disposiciones normativas o actos administrativos que emitan;

…

XXIV. Iniciar, tramitar y resolver los procedimientos administrativos de toda índole, con motivo de que sus atribuciones se promuevan;

…

XXVII. Las demás que le confieran esta Ley y otros ordenamientos jurídicos aplicables.

…"

- La Ley de Hidrocarburos (LH) establece que:

Artículo 43.- Corresponde a la Comisión Nacional de Hidrocarburos:

I. Emitir la regulación y supervisar su cumplimiento por parte de los Asignatarios, Contratistas y Autorizados en las materias de su competencia y, específicamente, en las siguientes actividades:

…

f) La cuantificación de Reservas y los Recursos Prospectivos y Contingentes;

g) La certificación de Reservas de la Nación por parte de Terceros Independientes, así como el proceso de selección de los mismos;

….

La regulación que emita la Comisión Nacional de Hidrocarburos será publicada en el Diario Oficial de la Federación.

Como parte de la regulación que emita, la Comisión podrá instruir la adopción y observancia de estándares técnicos internacionales.

En los casos que así se requiera, expedirá normas oficiales mexicanas y supervisará, verificará y evaluará la conformidad de las mismas y aprobará a las personas acreditadas para su evaluación.

II. Cuantificar el potencial de Hidrocarburos del país, para lo que deberá:

a) Realizar la estimación de los recursos prospectivos y contingentes de la Nación, y

b) Consolidar anualmente la información nacional de Reservas que cuantifiquen los Asignatarios y Contratistas;

Tercero.- Se derogan todas aquellas disposiciones que se opongan a lo dispuesto en la presente Ley.

En tanto se emite nueva regulación o se modifica la regulación correspondiente, la normatividad y regulación emitidas con anterioridad a la entrada en vigor de la presente Ley por la Secretaría de Energía, las Comisiones Reguladora de Energía y Nacional de

Hidrocarburos, continuarán en vigor, sin perjuicio de que puedan ser adecuadas, modificadas o sustituidas, en términos de las disposiciones de esta Ley y las demás disposiciones aplicables.

- Como parte de sus atribuciones, la CNH emitió los *Lineamientos que regulan el procedimiento de dictaminación para la aprobación de los reportes de evaluación o cuantificación de las reservas de hidrocarburos elaborados por Petróleos Mexicanos y el visto bueno a los reportes finales de las certificaciones realizadas por terceros independientes* (en adelante, Lineamientos), aprobados originalmente mediante la Resolución CNH.07.001/10 de fecha 19 de julio de 2010 modificados mediante la Resolución CNH.E.05.001/10 de fecha 8 de noviembre de 2010 y la Resolución CNH.08.001/12 de fecha 16 de agosto del año 2012.
- El marco jurídico anteriormente descrito, en relación con el artículo 33, fracción XX de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal señala que a la Secretaría de Energía le corresponde registrar y dar a conocer, con base en la información proporcionada por la CNH, las reservas de hidrocarburos conforme a los estudios de evaluación y de cuantificación, así como a las certificaciones correspondientes.
- En términos de lo anterior, el Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos dispone que al Órgano de Gobierno de la CNH le corresponde conocer la evaluación del potencial y las Reservas de Hidrocarburos del país.

  Adicionalmente, a la Unidad Técnica de Extracción le corresponde supervisar la certificación de Reservas de hidrocarburos que realicen los Terceros Independientes; realizar reportes de cuantificación de Reservas de Hidrocarburos del país, derivado de información de los Asignatarios y Contratistas; proponer y establecer las bases para el procedimiento anual de cuantificación de Reservas de Hidrocarburos para llevar a cabo la consolidación de las mismas; y poner a disposición de la Dirección General de Administración del Centro Nacional de Información de Hidrocarburos 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, lo anterior a fin de que éste realice sus funciones.

  Lo anterior con fundamento en los **Artículos 13**, fracción V, letra b., así como el **30**, fracciones IV, VI y IX del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

II.- PROCESO DE DICTAMINACIÓN

II.1 Proceso General conforme a los Lineamientos de Reservas

La Comisión Nacional de Hidrocarburos lleva a cabo el proceso de dictamen de reservas, obteniendo como producto final la Resolución relativa a los reportes de evaluación o cuantificación de las reservas de hidrocarburos elaborados por Petróleos Mexicanos y los reportes finales de las certificaciones de las mismas realizadas por Terceros Independientes.

En la Figura 1 se muestra un diagrama que resume las actividades necesarias en el marco del proceso de análisis conforme a los Lineamientos vigentes, el cual consta de tres etapas: fase de documentación, fase de dictamen y resoluciones por la que se aprueba el dictamen.

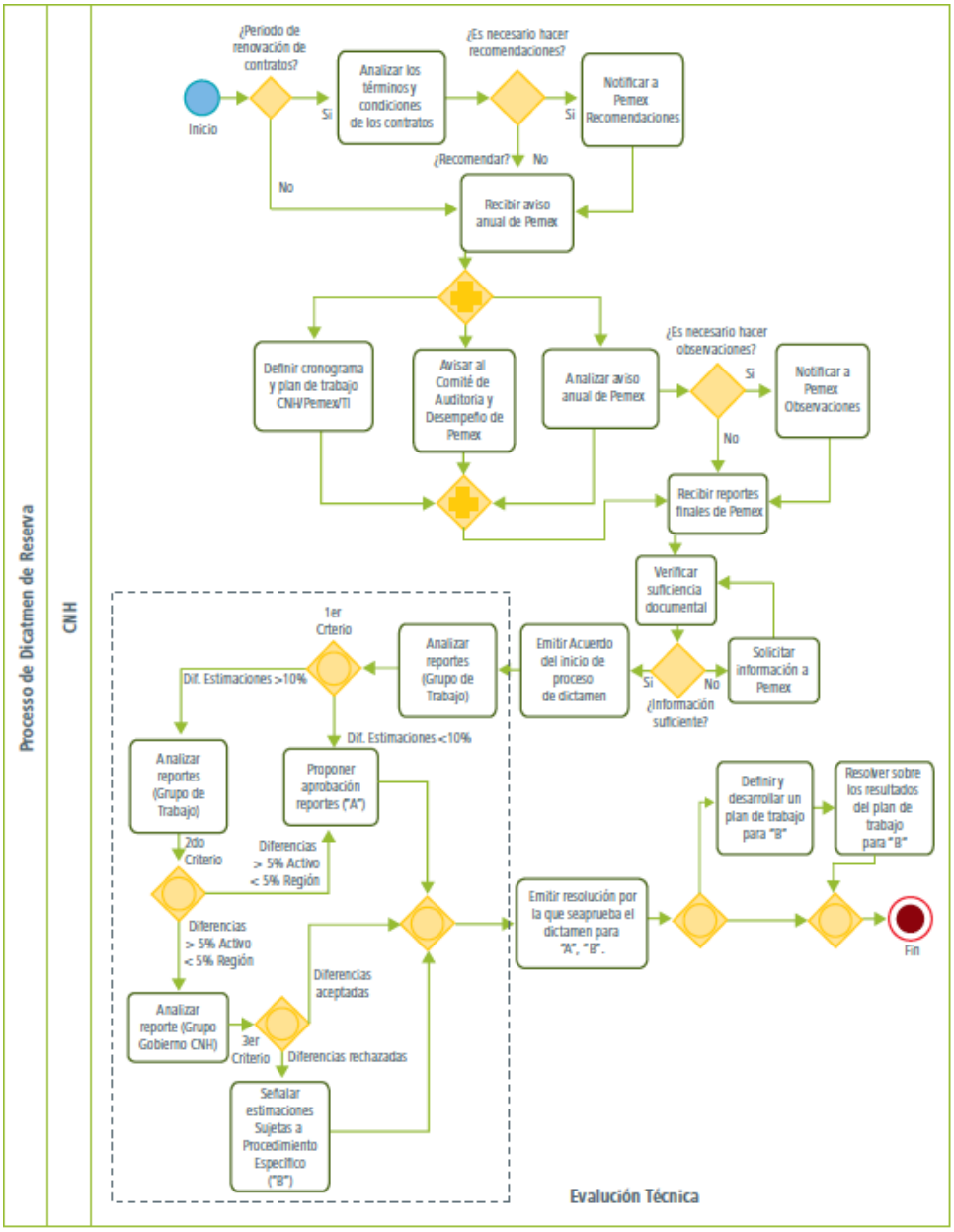


Figura 1. Actividades necesarias en el marco del proceso de análisis.

Descripción General del Proceso para el presente Dictamen

El proceso de dictamen de reservas al 1 de enero de 2015 inició con la recepción del Oficio SPE-373-2014 el 31 de julio de 2014, documento por el que Comisión Nacional de Hidrocarburos recibió el aviso inicial de PEMEX (a través de Pemex-Exploración y Producción) con la siguiente información:

a. La designación del funcionario de mayor jerarquía en Pemex- Exploración y Producción (PEP) encargado de solventar los requerimientos de información de la CNH durante el proceso;

b. Los términos y condiciones del contrato al que están sujetos los Terceros Independientes; así como regiones, activos, campos, yacimientos y pozos que comprenderían los trabajos de certificación de reservas por parte de los Terceros Independientes;

c. La ficha técnica de los profesionales o grupo de expertos que designaron a los Terceros Independientes para la certificación de las reservas de hidrocarburos; entre otras.

Posteriormente, la CNH notificó a PEMEX el calendario anual de dictamen de reservas de hidrocarburos al 1 de enero de 2015, mediante el oficio D00.-SE.-887/2014, de fecha 10 de diciembre de 2014; de acuerdo a lo señalado en los Lineamientos, modificados por la resolución CNH.08.001/12.

Asimismo, en atención al oficio D00.-SE.-887/2014, de fecha 10 de diciembre de 2014, se llevó a cabo la reunión inicial, el 16 de diciembre de 2014, para conocer el alcance y criterios que serán utilizados en las evaluaciones y cuantificaciones de las reservas de hidrocarburos, dando cumplimiento al apartado a., de la fracción I del numeral Décimo cuarto de los Lineamientos de vigentes de reservas.

A través del oficio No. 220.042/2015, de fecha 13 de enero de 2015, se le notificó a PEMEX Exploración y Producción, para dar cumplimiento a los numerales Sexto y Décimo Cuarto de los Lineamientos vigentes de reservas, relativo a las reuniones de seguimiento (en adelante comparecencias) sobre los avances de los reportes de reservas de Petróleos Mexicanos y de los Terceros Independientes, previos a su entrega final; dichas comparecencias se realizaron los días 22 y 23 de enero de 2015 en la cuales, se llevaron a cabo cuatro comparecencias por parte de Pemex Exploración y Producción. De igual forma se contó con la participación de los Terceros Independientes, personal de la Secretaría de Energía y de la Comisión Nacional de Hidrocarburos; lo anterior, para dar cumplimiento a lo establecido en el numeral décimo cuarto, fracción I, letra b de los Lineamientos que regulan el procedimiento de dictaminación para la aprobación de los reportes de evaluación o cuantificación de las reservas de hidrocarburos elaborados por Petróleos Mexicanos y el visto bueno a los reportes finales de las certificaciones realizadas por Terceros Independientes. El objetivo de las comparecencias fue conocer los avances de los reportes, de las reservas probadas (1P) de hidrocarburos al 1 de enero de 2015, tanto de Pemex Exploración y Producción, así como de los Terceros Independientes, previos a su entrega final.

En las comparecencias se desahogaron, entre otros aspectos, tanto por parte de PEMEX y de los Terceros Independientes, los siguientes puntos:

Por parte de Pemex Exploración y Producción:

- ✓ Presentación de los proyectos agrupados por Región:
  - Región Noreste: los proyectos Cantarell y Ku – Maloob – Zaap, y los campos Ayatsil, Tekel y Utsil.
  - Región Sur: Complejo Antonio J. Bermúdez, Jujo Tecominoacán.
  - Región Suroeste: los proyectos Lakach y Tsimin – Xux, y los campos de aguas profundas tales como Kunah, Piklis, entre otros.
  - Región Norte: los campos de aguas profundas tales como Exploratus, Maximino, Trión, entre otros, los campos de Shale Gas/Oil, y el proyecto Aceite Terciario del Golfo.
- ✓ Métodos de estimación de los pronósticos de producción.
- ✓ Reservas asociadas a métodos de recuperación avanzada.
- ✓ Información que se había entregado y que estaba pendiente por entregar a los certificadores.
- ✓ Criterios y justificación sobre la reclasificación de reservas previstas a nivel Región y Activo.
- ✓ Descubrimientos.
- ✓ Delimitación, desarrollos y revisiones.
- ✓ Estatus de las incorporaciones.
- ✓ Premisas y metodología para la evaluación económica.
- ✓ Programa de actividades entre Pemex y el certificador.

Por parte de los Terceros Independientes, en sus respectivas regiones de certificación:

- ✓ Presentación de los proyectos:
- ✓ Presentación de los proyectos agrupados por Región:
  - Región Noreste: los proyectos Cantarell y Ku – Maloob – Zaap, y los campos Ayatsil, Tekel y Utsil.
  - Región Sur: Complejo Antonio J. Bermúdez, Jujo Tecominoacán.
  - Región Suroeste: los proyectos Lakach y Tsimin – Xux, y los campos de aguas profundas tales como Kunah, Piklis, entre otros.
  - Región Norte: los campos de aguas profundas tales como Exploratus, Maximino, Trión, entre otros, los campos de Shale Gas/Oil, y el proyecto Aceite Terciario del Golfo.
- ✓ Lista y experiencia de los profesionistas que participan en el proceso de certificación.
- ✓ Métodos de estimación de los pronósticos de producción.
- ✓ Criterios y justificación sobre la reclasificación de reservas previstas a nivel Región y Activo.
- ✓ Descubrimientos.

- ✓ Delimitación, desarrollos y revisiones.
- ✓ Estatus de las incorporaciones.
- ✓ Premisas y metodología para la evaluación económica.

A efecto de iniciar la fase de dictamen, mediante los oficios SPE-050-2015, de fecha 20 de febrero de 2015; SPE-051-2015, de fecha 25 de febrero de 2015; y SPE-053-2015, de fecha 6 de marzo de 2015; la CNH recibió los reportes finales de reservas probadas (1P) de hidrocarburos al 1 de enero de 2015, elaborados por PEMEX y, los reportes finales de los Terceros Independientes.

Con base en la información antes señalada, remitida por PEMEX, el grupo de trabajo de la CNH elaboró el proyecto de dictamen y resolución correspondientes, mediante los cuales se propone la aprobación de los reportes, de acuerdo con los criterios señalados en el vigésimo cuarto y vigésimo cuarto bis de los Lineamientos que se describen a continuación:

Primer criterio.

Diferencia absoluta entre las estimaciones de Petróleos Mexicanos y las estimaciones de los Terceros Independientes menor o igual al 10%, por Activo para las reservas 1P, para los productos aceite, gas y petróleo crudo equivalente.

$$\frac{\left|\mathrm{Vol}_{\mathrm{Reservas\ \ Pemex}} - \mathrm{Vol}_{\mathrm{Reservas\ \ Certificador}}\right|}{\mathrm{Vol}_{\mathrm{Reservas\ \ Pemex}}} \leq 0.10$$

Segundo criterio.

Si las diferencias fueran mayores al 10%, se revisará si esta diferencia es menor o igual al 5% respecto a los valores de reservas nacionales en la categoría de reservas 1P.

$$\frac{\left|\mathrm{Vol}_{\mathrm{Reservas\ Pemex\ 1P}} - \mathrm{Vol}_{\mathrm{Reservas\ Cert1ficador1P}}\right|}{\mathrm{Vol}_{\mathrm{Reservas\ Pemex\ \ Nacional1P}}} \leq 0.05$$

Tercer criterio.

Analizar los argumentos aportados por PEMEX para explicar tales desigualdades, a efecto de identificar los rubros que podrían ser aprobados y los que quedarían sujetos a un procedimiento específico para resolver las diferencias.

II.2 Actividades de la Unidad Técnica de Extracción y Cronograma de Trabajo

El grupo de trabajo se conformó con personal de la Unidad Técnica de Extracción, en la que se designó un líder de proyecto, quien coordinó el equipo de apoyo para la validación de los valores de reservas correspondientes.

El grupo de trabajo elaboró su análisis conforme a las metodologías establecidas por los organismos internacionales como el *Petroleum Resources Management System* (PRMS) y la *Securities and Exchange Commission* (SEC).

Las actividades principales que realizó dicho grupo de trabajo en una revisión que se hizo en conjunto con el personal técnico de Pemex en cada una de las visitas previstas de las diferentes regiones fueron las siguientes:

a. **Caracterización de Yacimientos:** Con el objetivo de determinar el volumen original de los yacimientos se revisó la información correspondiente a interpretación sísmica, análisis de núcleos y registros, entre otros parámetros.

b. **Ingeniería de Yacimientos:** Se analizaron los pronósticos de producción de hidrocarburos, pruebas de presión, análisis del sistema roca fluido, programas de perforación y programas de implementación de sistemas de recuperación secundaria y mejorada, entre otros.

c. **Ingeniería de Producción:** Se revisó la información correspondiente a la infraestructura de producción y su operación mediante programas de mantenimiento, medición e instalación de sistemas artificiales de producción, entre otros.

d. **Evaluación Económica: S**e revisaron y validaron los costos, inversiones, flujo de efectivo, Valor Presente Neto (VPN), límite económico, entre otros.

II.3 Bitácora de Actividades

La bitácora está integrada por el registro del intercambio de comunicaciones e información que sostuvo PEMEX con la CNH en el periodo del 31 de julio del 2014 al 6 de marzo del 2015.

Oficios remitidos por PEMEX conforme a los Lineamientos
Oficio SPE-373-2014, con fecha de acuse del 31 de julio de 2014, dirigido al Comisionado Presidente de la CNH. Asunto: Estimación y certificación externa de reservas de hidrocarburos al 1 de enero de 2015.

Oficios de Información	
Oficios remitidos por la CNH	**Oficios remitidos por PEMEX**
Oficio D00.-SE.-887/2014, con fecha de acuse del 15 de diciembre de 2014, dirigido al Director General de Pemex Exploración y Producción. Asunto: Se notifica calendario anual de dictamen de las reservas de hidrocarburos al 1 de enero de 2015.	
Oficio 220.042/2015, de fecha 13 de enero de 2015, dirigido al Director General de Pemex Exploración y Producción. Asunto: Reuniones de seguimiento, estimación de reservas de hidrocarburos al 1 de enero de 2015.	
	Oficio SPE-050-2015, con fecha de acuse del 20 de febrero de 2015, dirigido al Comisionado Presidente de la CNH. Asunto: Entrega de información de reservas de hidrocarburos al 1 de enero de 2015. Información de las 4 regiones de producción de Pemex Exploración y Producción; compañías certificadoras (Terceros Independientes), sólo de las regiones de producción Marina Noreste y Sur. Se solicita prórroga para entregar la información, el 25 de febrero de 2015, referente a las regiones de producción Marina Suroeste y Norte.
Oficio 220.251/2015, de fecha 23 de febrero de 2015, dirigido al Director General de Pemex Exploración y Producción. Asunto: Respuesta a solicitud de prórroga para las regiones de producción Marina Suroeste y Norte, para la entrega de información de reservas de hidrocarburos al 1 de enero de 2015; asimismo, se solicita diversa información faltante para desarrollar el procedimiento de dictamen correspondiente.	Oficio SPE-051-2015, con fecha de acuse del 25 de febrero de 2015, dirigido al Comisionado Presidente de la CNH. Asunto: Entrega de información de reservas de hidrocarburos al 1 de enero de 2015, relativo a la información faltante señalada por la CNH y de las compañías certificadoras (Terceros Independientes) referente a las regiones de producción Marina Suroeste y Norte, con excepción de los campos del Activo de producción Aceite Terciario del Golfo, en éste último se solicita prórroga para entregar la información el 27 de febrero de 2015.
Oficio 220.276/2015, de fecha 26 de febrero de 2015, dirigido al Director General de Pemex Exploración y Producción. Asunto: Respuesta a solicitud de prórroga para la entrega de información relativa a los campos del Activo	

Oficios de Información	
Oficios remitidos por la CNH	**Oficios remitidos por PEMEX**
de producción Aceite Terciario del Golfo de la Región Norte.	
Oficio 220.306/2015, de fecha 02 de marzo de 2015, dirigido al Director General de Pemex Exploración y Producción. Asunto: Solicitud relacionada con las reservas probadas de Terceros Independientes, particularmente, relativa a los campos del Activo de producción Aceite Terciario del Golfo de la Región Norte.	Oficio SPE-053-2015, con fecha de acuse del 06 de marzo de 2015, dirigido al Comisionado Presidente de la CNH. Asunto: Entrega de información de reservas de hidrocarburos al 1 de enero de 2015, relativo a los campos del Activo de producción Aceite Terciario del Golfo de la Región Norte.

Reuniones de trabajo entre personal de la SENER, PEMEX, los Terceros Independientes y Servidores Públicos de la CNH
Reunión de trabajo del proceso de reservas 2015, de fecha 16 de diciembre de 2014, entre personal de PEMEX, SENER y la CNH. Asunto: Reunión inicial para conocer el alcance y los criterios que serán utilizados en las evaluaciones y cuantificaciones de las reservas de hidrocarburos al 1 de enero de 2015.
Reunión de trabajo del proceso de reservas 2015, de fecha 22 de enero de 2015, entre PEMEX, Terceros Independientes, SENER y personal de la CNH. Asunto: Reunión de seguimiento para conocer los avances de los reportes, tanto de PEMEX como de los Terceros Independientes, previos a su entrega final, de las Regiones de Producción Marina Noreste y Sur.
Reunión de trabajo del proceso de reservas 2015, de fecha 23 de enero de 2015, entre PEMEX, Terceros Independientes, SENER y personal de la CNH. Asunto: Reunión de seguimiento para conocer los avances de los reportes, tanto de PEMEX como de los Terceros Independientes, previos a su entrega final, de las Regiones de Producción Marina Suroeste y Norte.

II.4 Revisión de las metodologías internas y externas para la estimación de las reservas utilizadas por PEMEX

Con base en la información de los valores de reservas de hidrocarburos al 1 de enero de 2015 entregadas por PEMEX y los correspondientes a los Terceros Independientes, la CNH realizó un análisis y determinó las acciones siguientes en el marco de la revisión de las metodologías aplicables:

- Para las reservas probadas (1P) se consultaron los documentos emitidos por la *Securities and Exchange Commission* (SEC), organismo estadounidense que regula los mercados de valores y financieros de ese país; también se consultaron 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).
- Asimismo, se analizó y verificó el proceso interno y externo de evaluación y cuantificación de reservas realizadas por PEMEX y los Terceros Independientes, a través de lineamientos, documentos y reuniones de trabajo.

II.5 Revisión de la documentación de los Terceros Independientes.

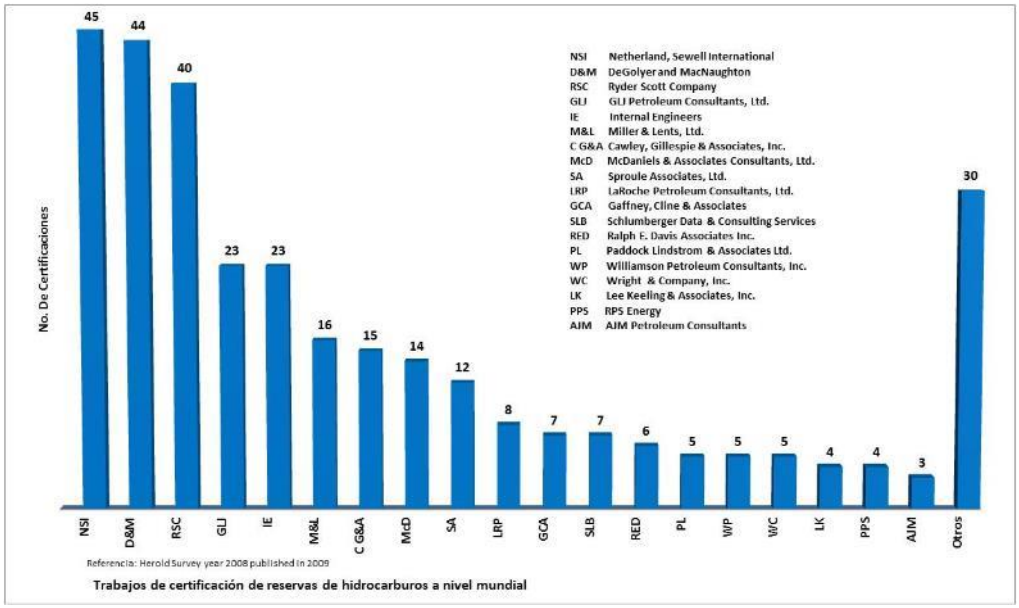
En la información remitida a la CNH, PEMEX señaló que, para seleccionar las compañías certificadoras de reservas de mayor prestigio a nivel internacional, se consideró el estudio realizado por la compañía *Herold Survey*, referente a las compañías certificadoras durante 2008 y que fue publicado en el año 2009. Este estudio, involucra 229 compañías petroleras que certificaron sus reservas de hidrocarburos y 316 trabajos de certificación realizados por las 42 compañías certificadoras mencionadas en el estudio. Del análisis realizado a este estudio, se concluyó que las tres compañías más importantes, por el número de certificaciones de reservas realizadas a nivel mundial y de acuerdo a la Gráfica 1, son:

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

PEMEX señaló que las compañías mencionadas controlan el 41% de los trabajos de certificación, debido al prestigio internacional y la capacidad de ejecución para responder a trabajos de gran magnitud. El restante 59% lo comparten 39 compañías certificadoras ubicadas en diferentes ciudades de los Estados Unidos y Canadá.

De acuerdo con los elementos aportados por PEMEX, las tres primeras compañías, es decir, Netherland, Sewell International (NSI), DeGolyer and MacNaughton (D&M) y Ryder Scott Company (RSC), han certificado reservas de hidrocarburos de sus diferentes campos petroleros.

PEMEX expresó que se eligieron las compañías mencionadas dado que muestran amplia experiencia, honradez, gran calidad en sus trabajos y confidencialidad de la información que se les ha proporcionado.



Gráfica 1. Histograma de las principales compañías certificadoras de acuerdo al número de certificaciones.

Para el caso de la certificación de las reservas correspondientes a los campos que se encuentran bajo el esquema de Contratos de Obra Pública Financiada (COPF), PEMEX comentó que ésta se realiza de manera independiente y que las compañías que se encuentran explotando estos campos seleccionan a su vez a otras compañías que realizan la certificación, remitiendo a PEMEX los resultados correspondientes.

Las compañías encargadas de hacer esta certificación por bloque son las siguientes:

Tabla 1. Compañías que realizan la certificación de los campos que se encuentran esquema de COPF.

Compañía operadora	Tercero Independiente	Bloque
GPA Energy, S.A. de C.V.	Gaffney Cline & Associates	Monclova
Tecpetrol S.A.	Gaffney Cline & Associates	Misión
Iberoamericana de Hidrocarburos	Gaffney Cline & Associates	Nejo
Monclova Pirineos Gas S. de R.L. de C.V.	Gaffney Cline & Associates	Pirineo
PTD Servicios Múltiples, S. de R.L. de C.V.	Gaffney Cline & Associates	Fronterizo
PTD Servicios Múltiples, S. de R.L. de C.V.	Gaffney Cline & Associates	Cuervito
Lewis Energy México, S. de R.L. de C.V.	DeGolyer and MacNaughton	Olmos

Como parte del proceso de dictamen de reservas y como lo refiere el Capítulo II y sus lineamientos correspondientes, la Comisión revisó entre otros aspectos, las características profesionales y de independencia de los Terceros Independientes.

II.6 Proceso de revisión de los valores presentados por PEMEX.

Derivado de la información recibida, así como de las explicaciones obtenidas de las reuniones de trabajo que se llevaron a cabo entre la CNH y PEMEX, se analizó la información de reservas bajo el siguiente orden:

a. Revisión y análisis de los reportes de reservas correspondientes en la categoría probada (1P) por Regiones y Activos que las comprenden, para los productos Aceite, Gas y Petróleo Crudo Equivalente (PCE).

b. Revisión y análisis de la tasa de restitución por Descubrimientos y la tasa de restitución Integral.

c. Revisión y análisis de la relación reserva-producción.

d. Descubrimientos.

a) Revisión y análisis de los reportes de reservas correspondientes en la categoría probada (1P) por Regiones y Activos que las comprenden, para los productos aceite, gas y petróleo crudo equivalente (PCE).

En la Tabla 2, se muestran las cifras de reservas probadas a nivel Región, para los productos aceite, gas y petróleo crudo equivalente al 1 enero de 2015.

Tabla 2. Reservas por Región.

Valores de Reservas 1P por Región 2015			
Región	**Cifra del país Aceite mmb**	**Cifra del país Gas mmmpc**	**Cifra del país PCE mmbpce**
Marina Noreste	5,475.3	2,581.6	6,011.9
Marina Suroeste	1,442.1	4,065.3	2,227.3
Norte	860.6	3,313.2	1,520.2
Sur	1,933.0	5,330.5	3,258.0
Total	**9,711.0**	**15,290.5**	**13,017.4**

Las cifras de reservas probadas a nivel Activo se presentan en la Tabla 3, para los productos aceite, gas y petróleo crudo equivalente al 1 enero de 2015.

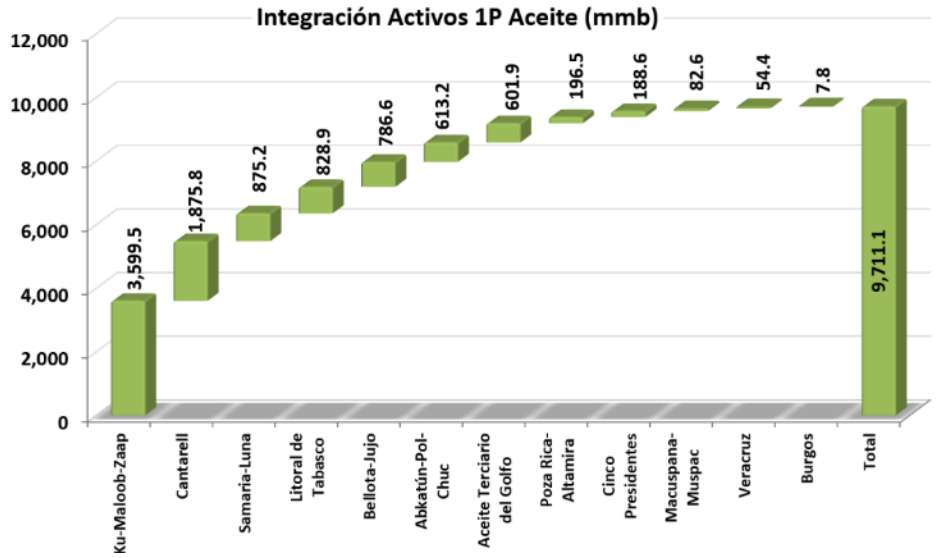
Tabla 3. Reservas por Activo.

Valores de Reservas 1P por Activo 2015			
Activo	**Cifra del país Aceite mmb**	**Cifra del país Gas mmmpc**	**Cifra del país PCE mmbpce**
Cantarell	1,875.8	1,160.3	2,114.7
Ku-Maloob-Zaap	3,599.5	1,421.3	3,897.2
Abkatún-Pol-Chuc	613.2	1,128.4	820.3
Litoral de Tabasco	828.9	2,936.8	1,407.0
Aceite Terciario del Golfo	601.9	950.8	801.5
Burgos	7.8	1,536.3	319.0
Poza Rica-Altamira	196.5	246.9	233.9
Veracruz	54.4	579.2	165.7
Bellota-Jujo	786.6	1,616.7	1,197.3
Cinco Presidentes	188.6	262.4	238.0
Macuspana-Muspac	82.6	1,029.6	318.8
Samaria-Luna	875.2	2,421.8	1,504.0
Total	**9,711.0**	**15,290.5**	**13,017.4**

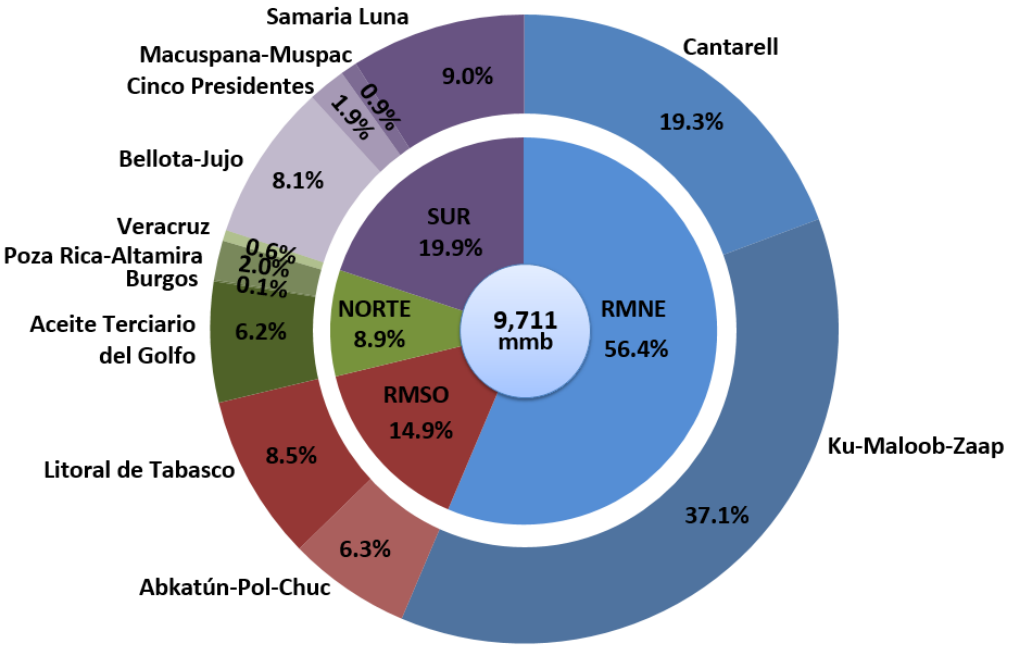
En la tabla anterior se presenta la aportación de cada Activo de Producción en el total de las reservas probadas de aceite, gas y petróleo crudo equivalente para la evaluación al 1 de enero del 2015.

Integración de las reservas 1P de Aceite por Activo

En las Gráficas 2 y 3 se puede observar que las reservas correspondientes a los Activos de Producción Ku-Maloob-Zaap, Cantarell y Samaria-Luna, ocupan más del 65% de las reservas probadas totales de aceite del país.



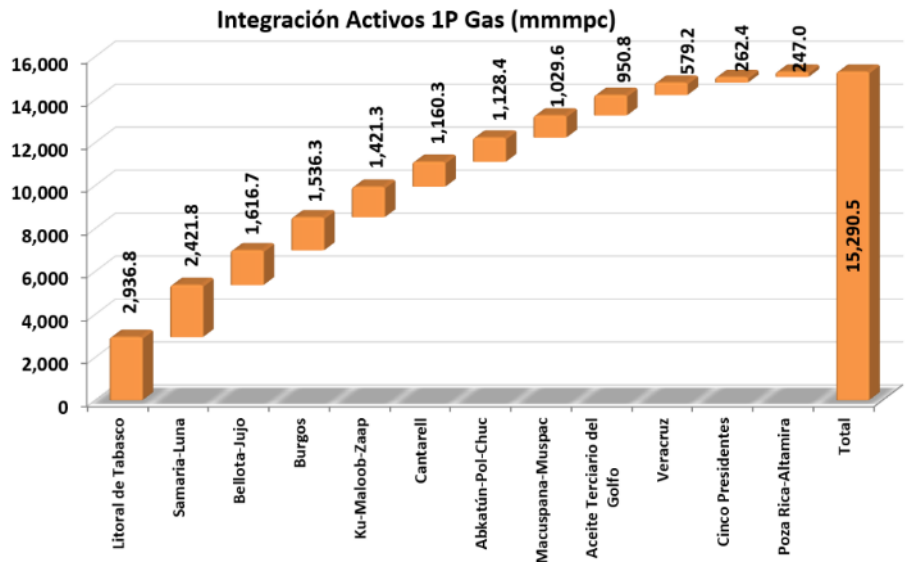
Gráfica 2. Integración de las reservas 1P de aceite (mmb) a nivel Activo



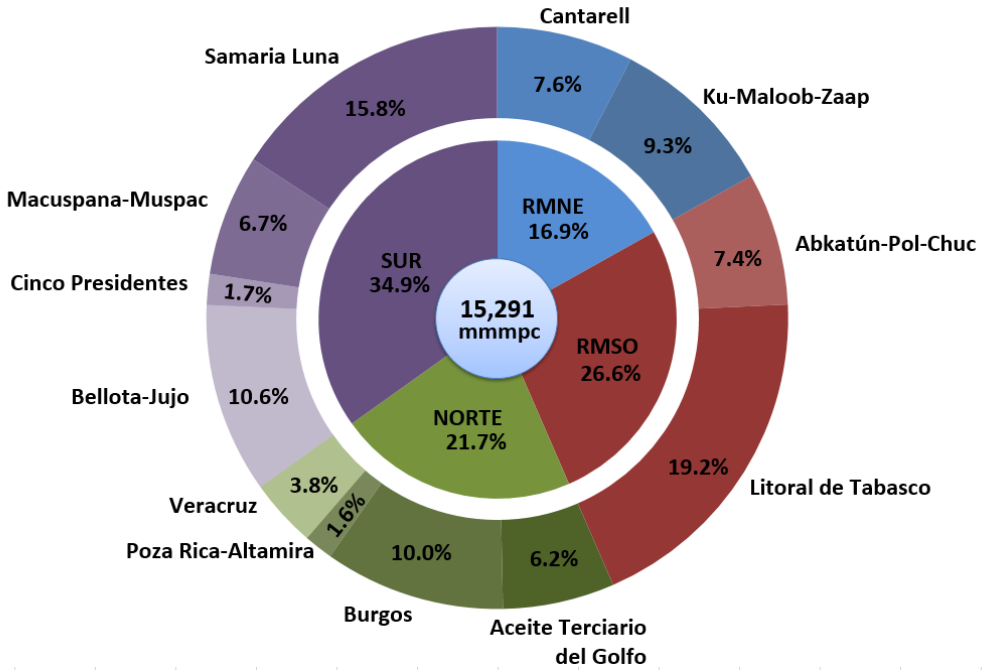
Gráfica 3. Proporción de Reservas a Nivel Sistema, Región y Activo 1P de aceite

Integración de las reservas 1P de Gas por Activo

En las Gráficas 4 y 5 se puede observar que las reservas correspondientes a los Activos de Producción Litoral de Tabasco, Samaria-Luna, Bellota-Jujo y Burgos, ocupan más del 55% de las reservas probadas totales de gas del país.



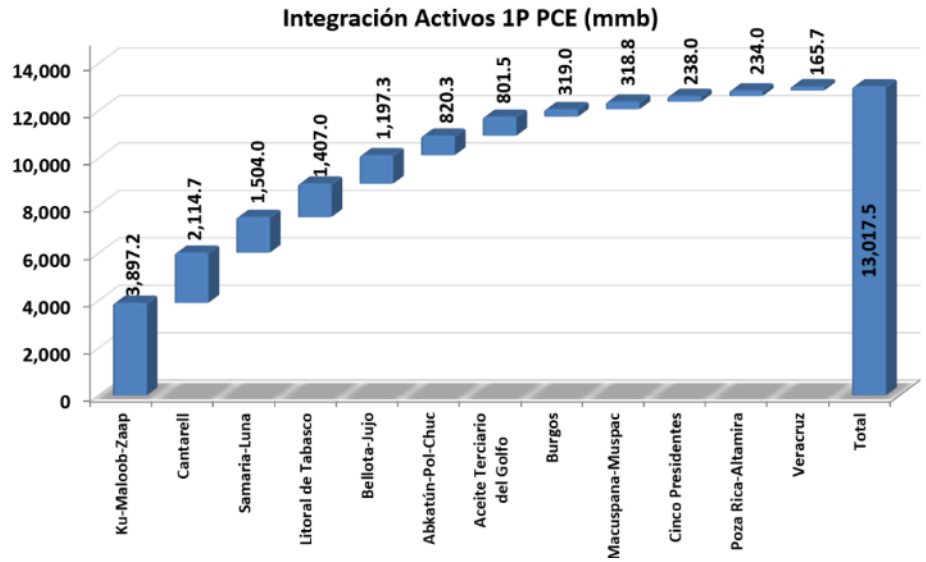
Gráfica 4. Integración de las reservas 1P de gas (mmmpc) a nivel Activo



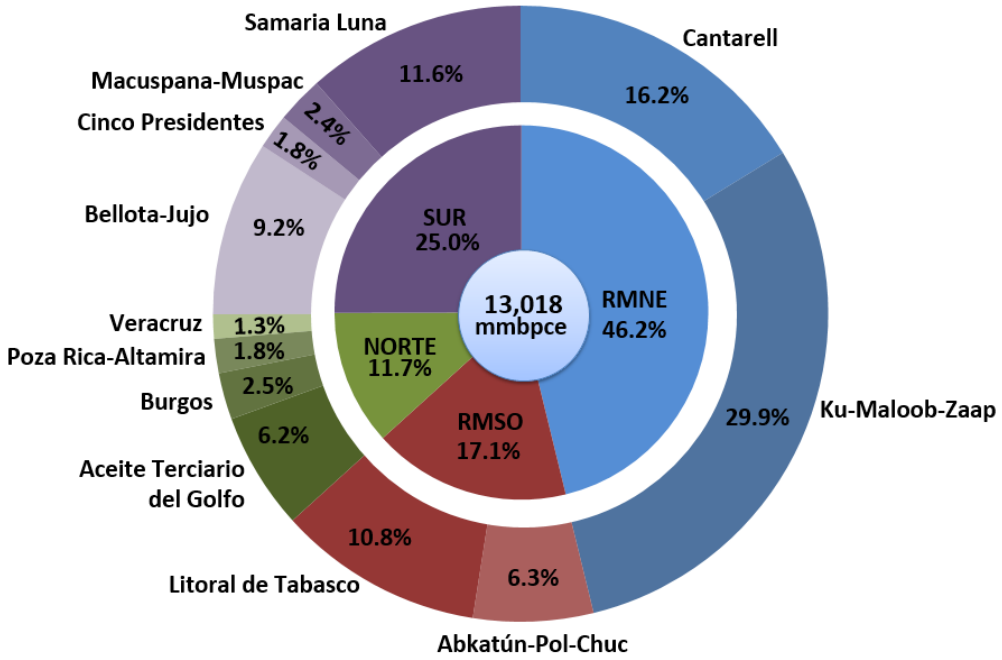
Gráfica 5. Proporción de Reservas a Nivel Sistema, Región y Activo 1P de gas

Integración de las reservas 1P de petróleo crudo equivalente (PCE) por Activo

En las Gráficas 6 y 7 se puede observar que las reservas correspondientes a los Activos de Producción Ku-Maloob-Zaap, Cantarell, Samaria-Luna y Litoral de Tabasco, ocupan más del 68% de las reservas probadas totales de PCE del país.



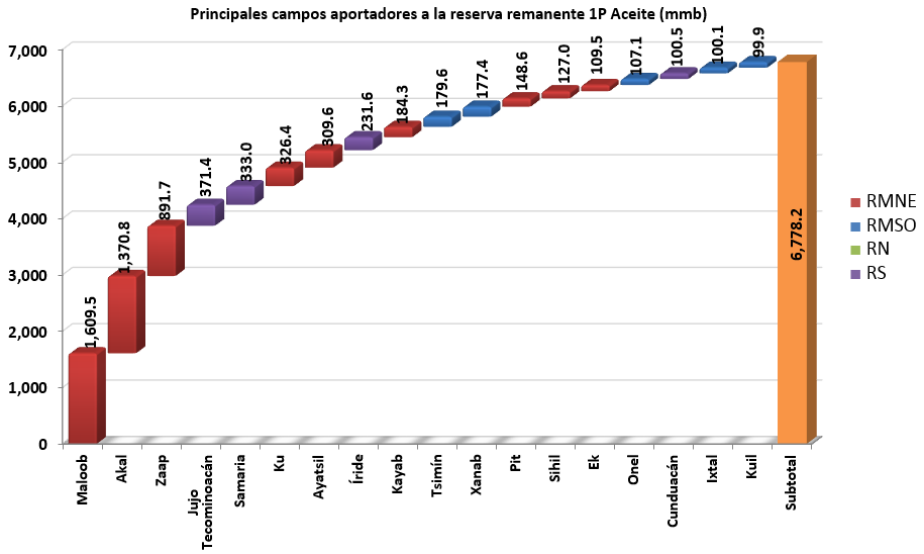
Gráfica 6. Integración de las reservas 1P de PCE (mmbpce) a nivel Activo



Gráfica 7. Proporción de Reservas a Nivel Sistema, Región y Activo 1P de Petróleo Crudo Equivalente

Integración de las reservas 1P de Aceite de los principales campos (mmb)

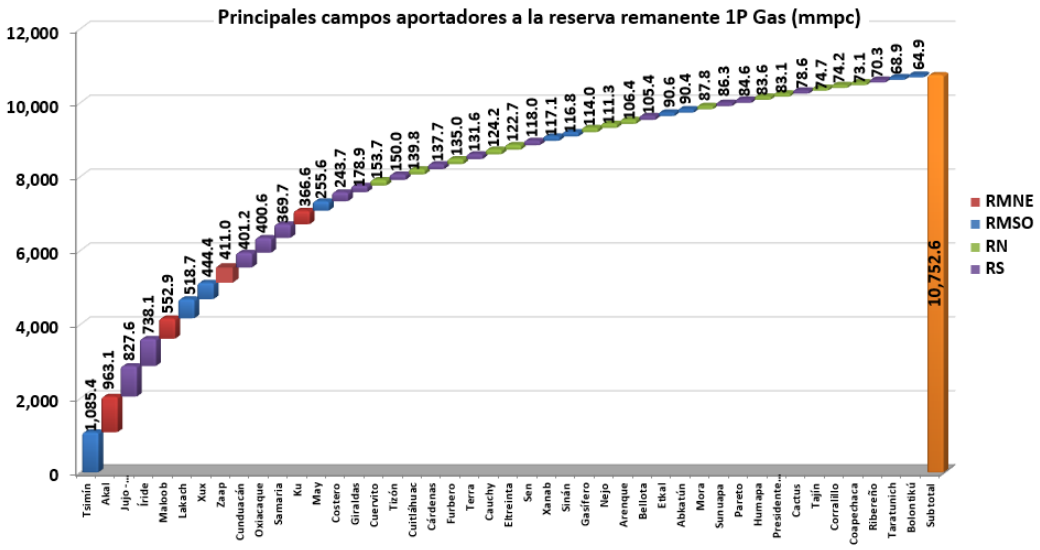
En la Gráfica 8 se pueden observar los campos que contribuyen casi el 70% de las reservas probadas de aceite del país; se destaca que los campos Maloob y Akal pertenecientes a la Región Marina Noreste, son los que más contribuyen a esta proporción con 2,980.3 mmb y considerando los demás campos pertenecientes a la Región Marina Noreste la suma asciende a 5,077.4 mmb de los principales campos de aceite del país en la categoría de reservas probadas.



Gráfica 8. Integración de las reservas 1P Aceite de los principales campos (mmb)

Integración de las reservas 1P de Gas de los principales campos (mmmpc)

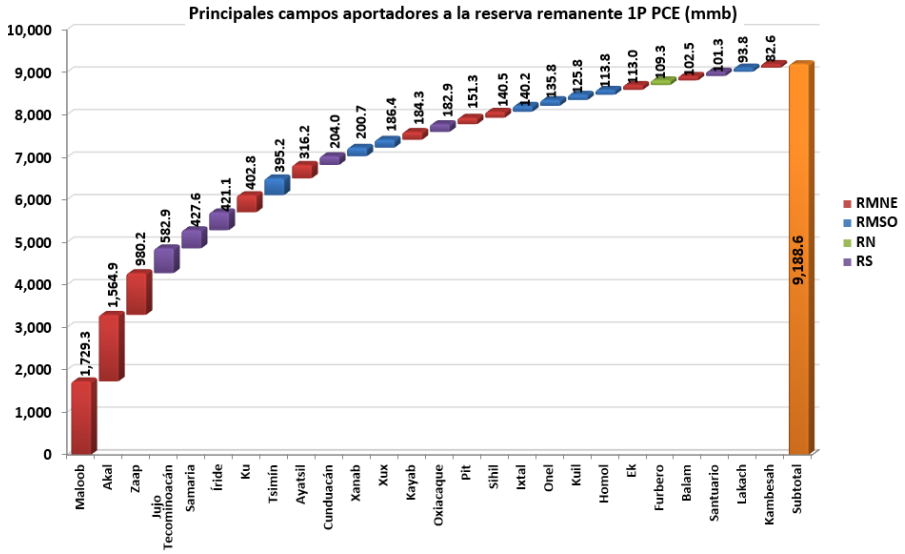
En la Gráfica 10 se pueden observar los campos principales que conforman más del 70% de las reservas probadas de gas del país, se destaca que algunos campos pertenecientes a la Región Marina Suroeste como Tsimin-JSK, Xux-JSK, May y Lakach (gas no asociado) son campos que contribuyen con una proporción importante a las reservas, sin embargo, esta reserva tiene implicaciones técnicas, económicas y operativas importantes que se tienen que monitorear constantemente.



Gráfica 10. Integración de los principales campos 1P Gas (mmmpc).

Integración de las reservas 1P de petróleo crudo equivalente (PCE) de los principales campos (mmb)

En la Gráfica 11 se pueden observar los campos que contribuyen con más del 70% de la reservas de petróleo crudo equivalente (PCE) de la nación; asimismo cabe destacar que los campos pertenecientes a la Región Marina Noreste contribuyen con una porción importante de 3,764.1 mmb de los principales campos del país en la categoría de reservas probadas.



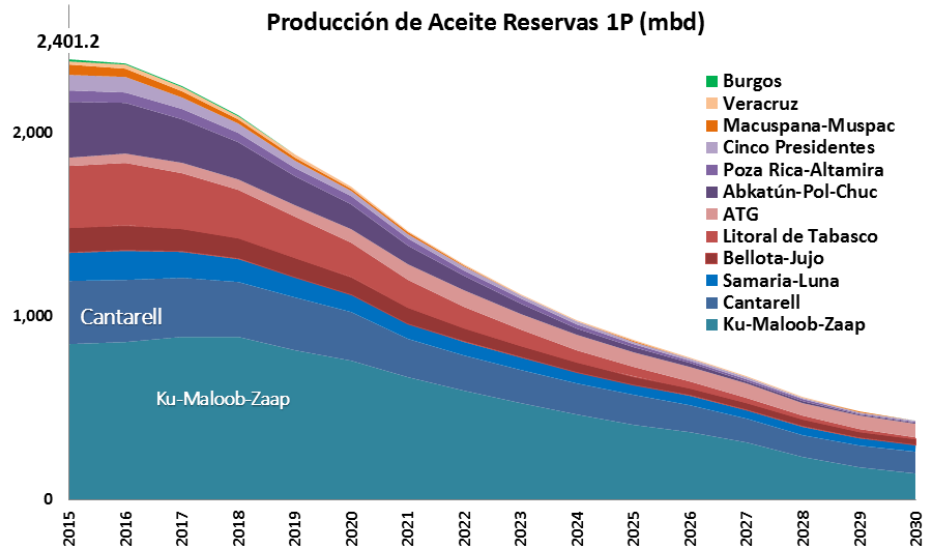
Gráfica 11. Integración de los principales campos 1P PCE (mmb)

Perfiles de Producción de reservas

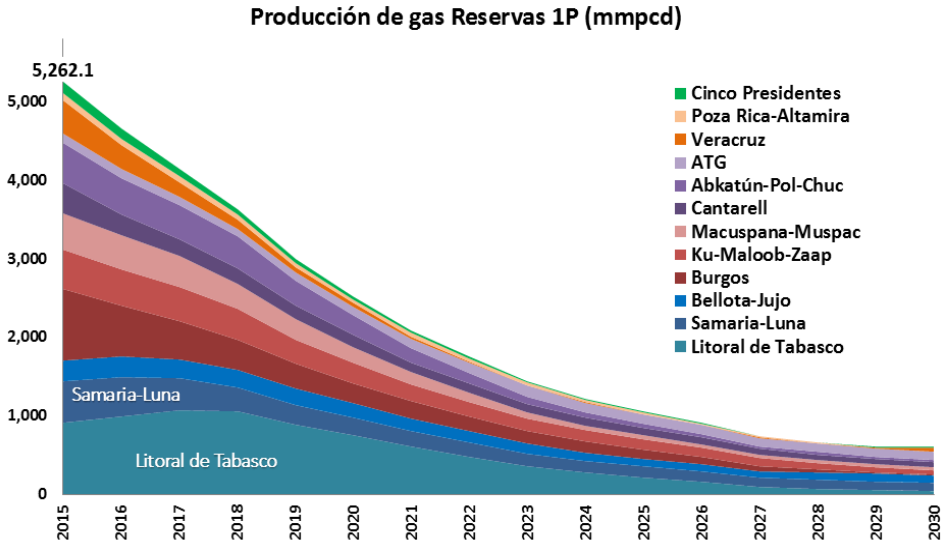
Los perfiles de producción de las reservas representan la estimación de producción para un horizonte dado, basada en los planes previstos para obtener la mayor recuperación, con el mayor

beneficio. De acuerdo a la información presentada por PEMEX en el ciclo de reservas, la producción promedio anual de aceite en el año 2015 será aproximadamente de 2,401 mbd, mientras que para el gas estaría cercana a los 5,262 mmpcd.

En las Gráficas 12 y 13 se muestran los perfiles de producción de las reservas 1P por Activo (se presenta el horizonte sólo hasta el año 2030), para aceite y gas respectivamente. En cada una de ellas se identifica la producción promedio anual para la reservas estimadas al 1 de enero de 2015; siendo 2,401.2 mbd para el aceite y 5,262.1 mmpcd para el gas, se observa una disminución durante los primeros años del horizonte, con respecto al pronóstico del año anterior, pero para el límite de éste la producción para ambos productos es similar al del 2014. En cuanto a los principales aportadores de producción de reservas, los Activos Ku-Maloob-Zaap y Cantarell continúan para el caso del aceite y, Litoral de Tabasco y Samaria-Luna para el gas.



Gráfica 12. Perfil de producción de las reservas 1P de aceite (mbd)



Gráfica 13. Perfil de producción de las reservas 1P de gas (mmpcd)

Valores por año promedio del factor de equivalencia BOE (Barrels of Oil Equivalent)

El petróleo crudo equivalente es una forma utilizada, a nivel internacional, para reportar el inventario total de hidrocarburos. Su valor es la suma de los volúmenes de aceite crudo, condensados, líquidos en planta y del gas seco equivalente a líquido. Este último corresponde, en términos de poder calorífico, a un cierto volumen de aceite crudo.

Su evaluación requiere de la información actualizada de los procesos a la que está sometida la producción del gas natural, desde su separación y medición, hasta su salida de las plantas petroquímicas. Por su parte, el aceite crudo no sufre ninguna conversión para llegar a petróleo crudo equivalente. El volumen del gas natural producido se reduce por el autoconsumo y el envío de gas a la atmósfera, esta reducción se refiere al encogimiento del fluido, y se denomina eficiencia en el manejo. El transporte del gas continúa, y se presenta otra alteración en su volumen al pasar por estaciones de compresión, en donde los condensados son extraídos del gas, de esta forma, el condensado se contabiliza directamente como petróleo crudo equivalente.

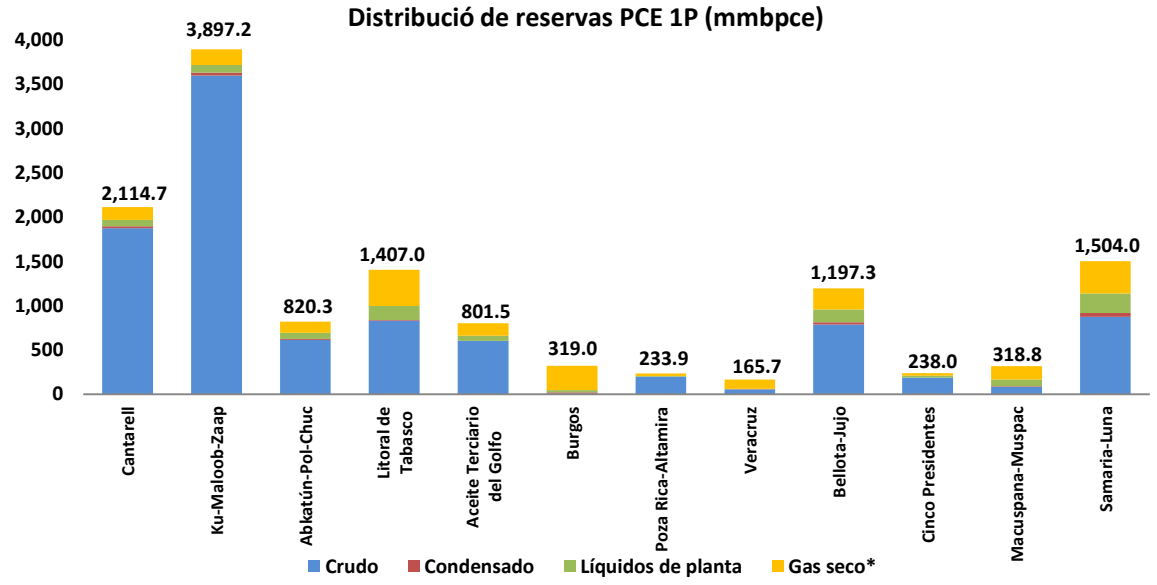
El proceso del gas continúa dentro de las plantas petro-químicas, en donde es sometido a diversos tratamientos, los cuales eliminan los compuestos no hidrocarburos y se extraen licuables o líquidos de planta. Esta nueva reducción en el volumen del gas es conceptualizada a través del encogimiento por impurezas, y por el encogimiento de licuables en planta.

Con base en lo anterior, el valor de la reserva al 1 de enero de 2015 de cada uno de los componentes de Petróleo Crudo Equivalente se presenta en la Tabla 4.

Tabla 4. Cifras de reservas de los componentes del Barril de Petróleo Crudo Equivalente

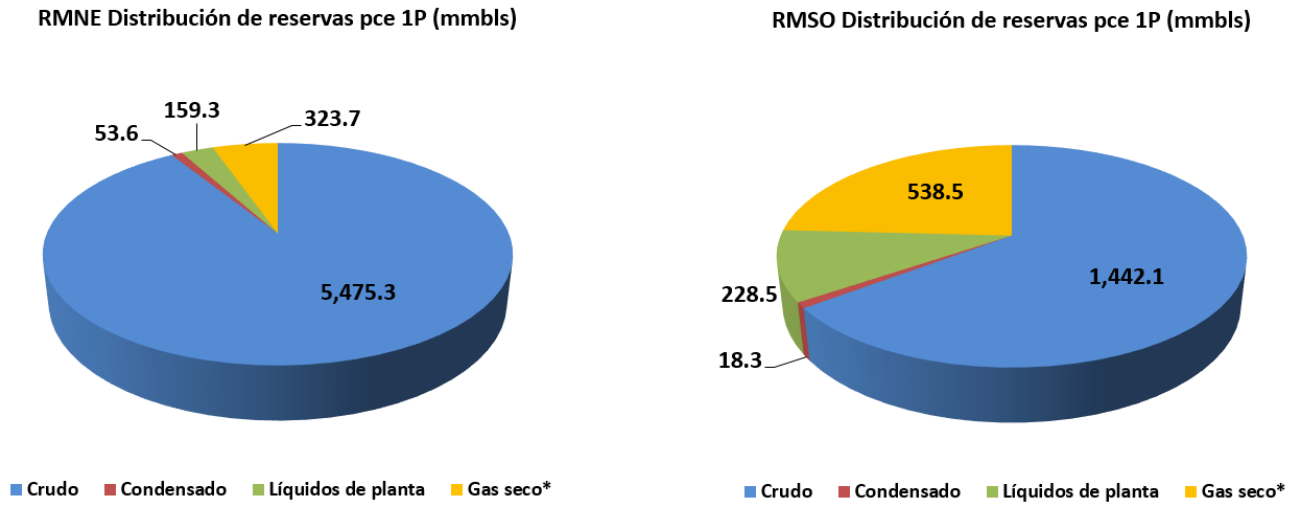
	Petróleo Crudo Equivalente mmbpce	Crudo mmb	Condensado mmb	Líquidos de planta mmb	Gas seco mmbpce
Nacional	**13,017.4**	**9,711.0**	**155.8**	**949.6**	**2,201.0**
Región Marina Noreste	**6,011.9**	**5,475.3**	**53.6**	**159.3**	**323.7**
Cantarell	2,114.7	1,875.8	21.7	71.1	146.0
Ku-Maloob-Zaap	3,897.2	3,599.5	31.9	88.2	177.6
Región Marina Suroeste	**2,227.3**	**1,442.1**	**18.3**	**228.5**	**538.5**
Abkatun-Pol-Chuc	820.3	613.2	11.2	67.5	128.5
Litoral de Tabasco	1,407.0	828.9	7.1	161.0	410.0
Región Norte	**1,520.2**	**860.6**	**12.6**	**98.7**	**548.2**
Aceite Terciario del Golfo	801.5	601.9	0.0	58.2	141.4
Burgos	319.0	7.8	11.6	26.6	272.9
Poza Rica-Altamira	233.9	196.5	0.0	7.2	30.3
Veracruz	165.7	54.4	1.0	6.8	103.5
Región Sur	**3,258.0**	**1,933.0**	**71.3**	**463.1**	**790.7**
Bellota-Jujo	1,197.3	786.6	24.8	145.4	240.5
Cinco Presidentes	238.0	188.6	0.0	18.7	30.7
Macuspana-Muspac	318.8	82.6	5.4	77.5	153.3
Samaria-Luna	1,504.0	875.2	41.1	221.4	366.3

En la Gráfica 14 se presentan las reservas probadas de cada uno de los compontes del barril de Petróleo Crudo Equivalente a nivel Activo.

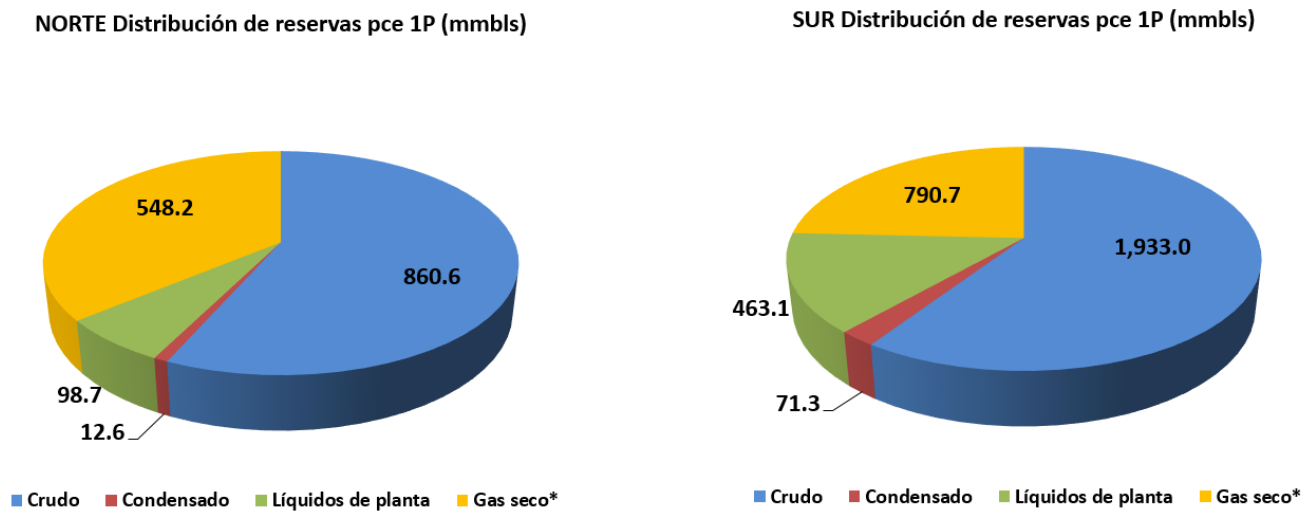


Gráfica 14. Distribución de las reservas 1P de PCE a nivel Activo

A continuación en las Gráficas 15 y 16 se presentan las reservas probadas de cada uno de los compontes del barril de Petróleo Crudo Equivalente a nivel Región.



Gráfica 15. Distribución de las reservas 1P de PCE regiones Marina Noreste y Marina Suroeste



Gráfica 16. Distribución de las reservas 1P de PCE regiones Norte y Sur

Valor Económico de las reservas

En los lineamientos de la PRMS, así como en los de la SEC, se establece que para poder determinar que un volumen recuperable pueda ser definido como reserva, éste deberá tener al menos un flujo de efectivo positivo a una tasa de descuento definida por la compañía, a continuación se describe de manera literal las definiciones de los documentos:

PRMS, Petroleum Resources Management System

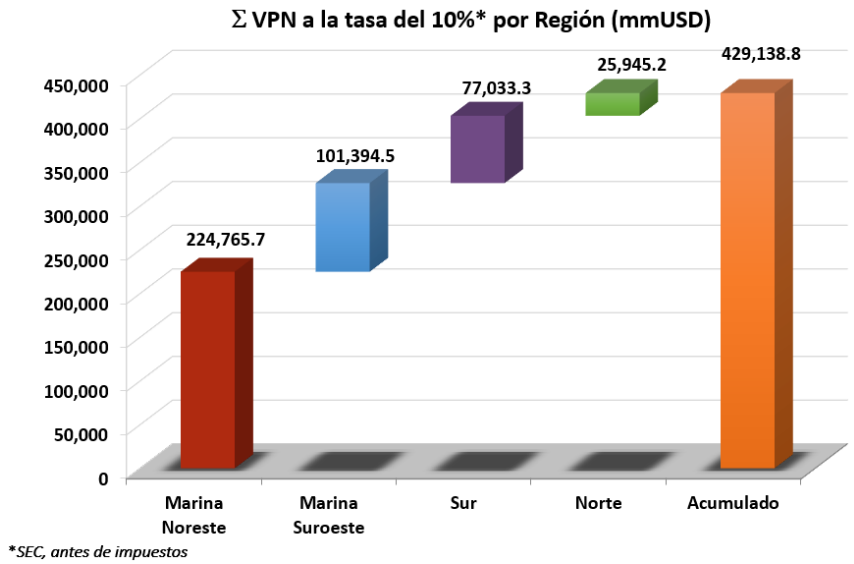
De acuerdo con la PRMS, un proyecto y su volumen recuperable pueden ser considerados como reserva, si al menos presenta un Valor Presente Neto positivo a la tasa de descuento definida por la empresa o que al menos exista un flujo de efectivo positivo; en caso contrario deberá ser considerado como recurso contingente.

SEC, Securities and Exchange Commission

La SEC menciona el término económicamente producible, interpretándose como el que al menos el ingreso generado exceda o razonablemente se espera que exceda el costo de operación.

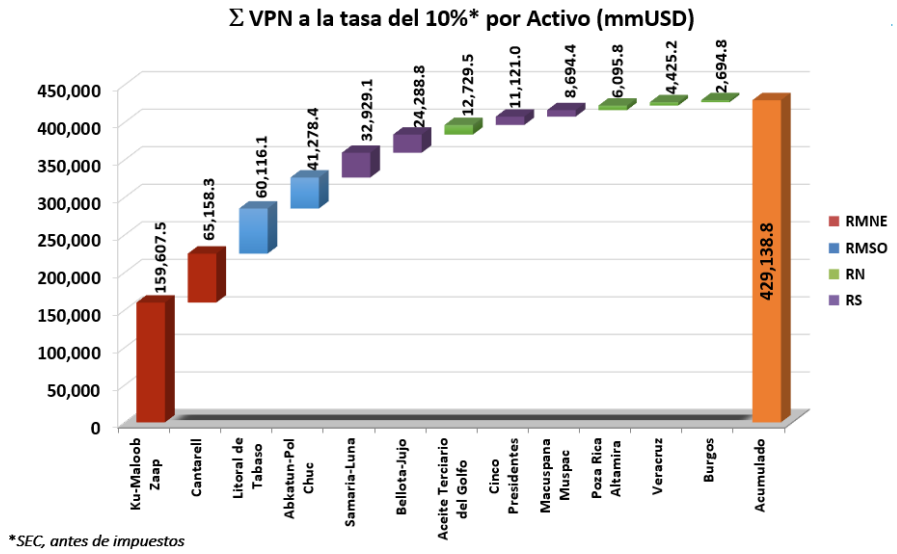
Con base en lo anterior, las siguientes gráficas muestran el valor económico de las reservas considerando una tasa de descuento del 10%, para la evaluación de reservas 1P al 1 de enero del 2015.

En la Gráfica 17 se muestra la suma aritmética del Valor Presente Neto (VPN@10%) a la tasa descuento del 10% antes de impuestos de cada campo, para cada Región respecto a la estimación de las reservas 1P al 1 de enero de 2015. La región Marina Noreste presenta el mayor VPN y representa más del 50% de la cifra total.



Gráfica 17. Sumatoria de Valor Presente Neto al 10% por Región

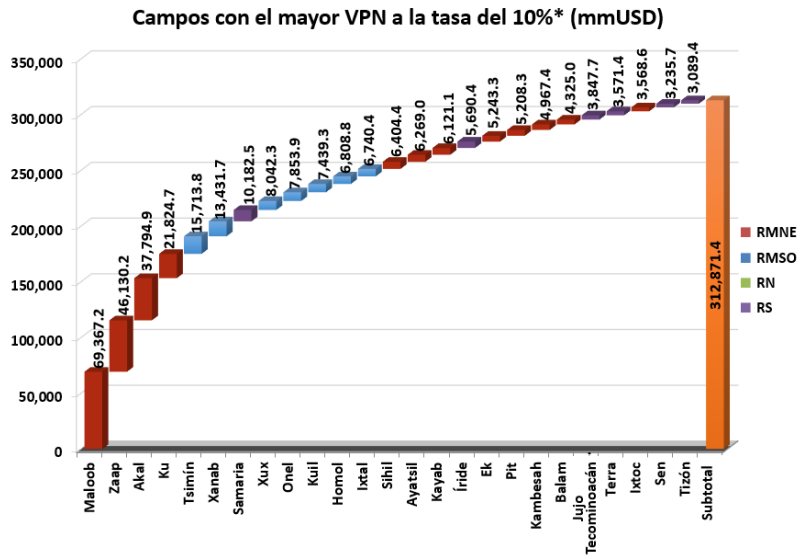
A continuación se presenta en la Gráfica 18, la suma aritmética del Valor Presente Neto a la tasa descuento del 10% (VPN@10%) antes impuestos de cada campo, para cada Activo respecto a la estimación de las reservas 1P al 1 de enero de 2015. Los Activos de Producción Ku-Maloob-Zaap y Cantarell representan más del 50% de la cifra total; sin embargo, los Activos de la Región Norte; principalmente productores de gas, presentan menor VPN debido a los bajos precios del mismo.



Gráfica 18. Sumatoria de Valor Presente Neto al 10% por Activo

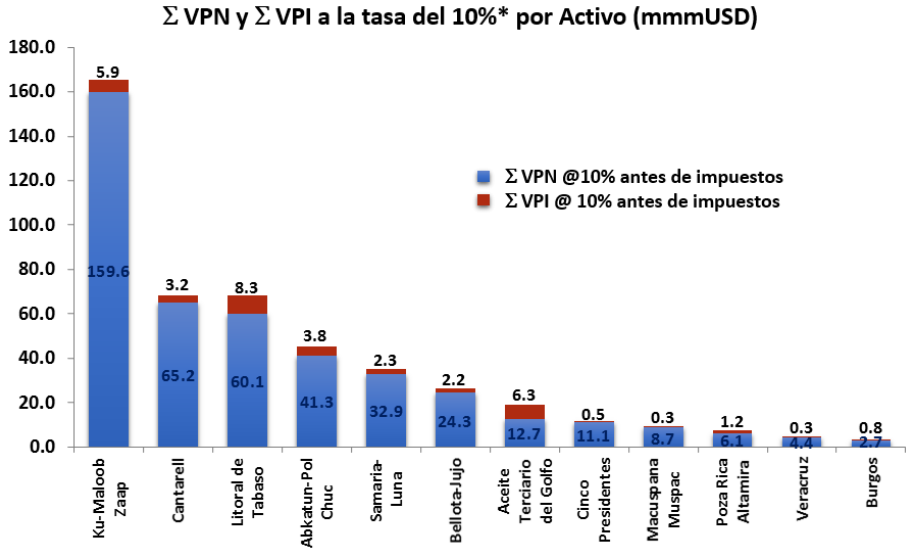
Los campos que presentan mayor Valor Presente Neto (VPN@10%) a la tasa descuento del 10% antes de impuestos, para la estimación de las reservas 1P al 1 de enero de 2015, se presentan en

la Gráfica 19 donde se puede observar que el campo Maloob perteneciente a la Región Marina Noreste tiene el mayor VPN y posteriormente los campos Zaap, Akal, Ku y Tsimín entre otros.



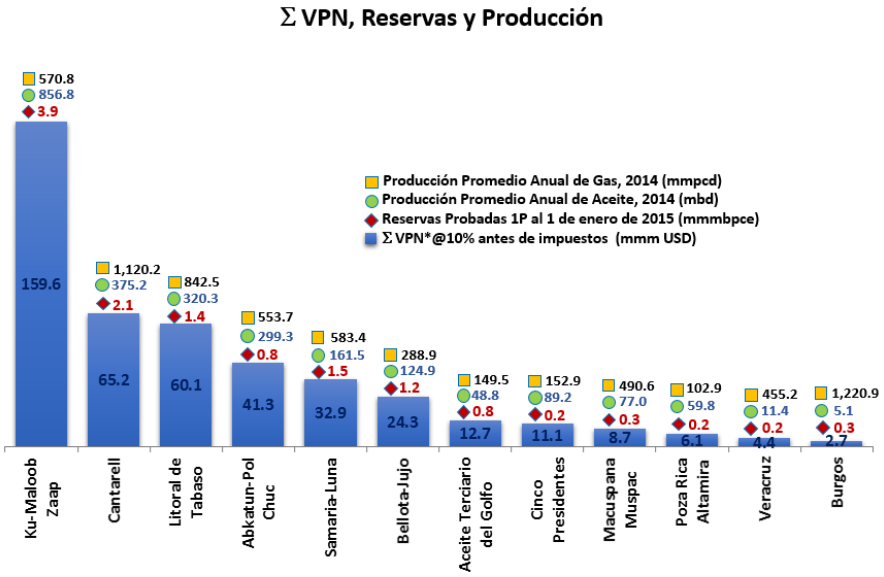
Gráfica 19. Valor Presente Neto al 10% por Campo

En la Gráfica 20, se presenta el Valor Presente Neto (VPN@10%) y el Valor Presente de Inversiones (VPI@10%) a la tasa descuento del 10% antes de impuestos, para cada Activo se sumaron los VPN y VPI de sus respectivos campos, de acuerdo a la estimación de las reservas 1P al 1 de enero de 2015.



Gráfica 20. Sumatoria de VPN vs Sumatoria de VPI al 10% por Activo.

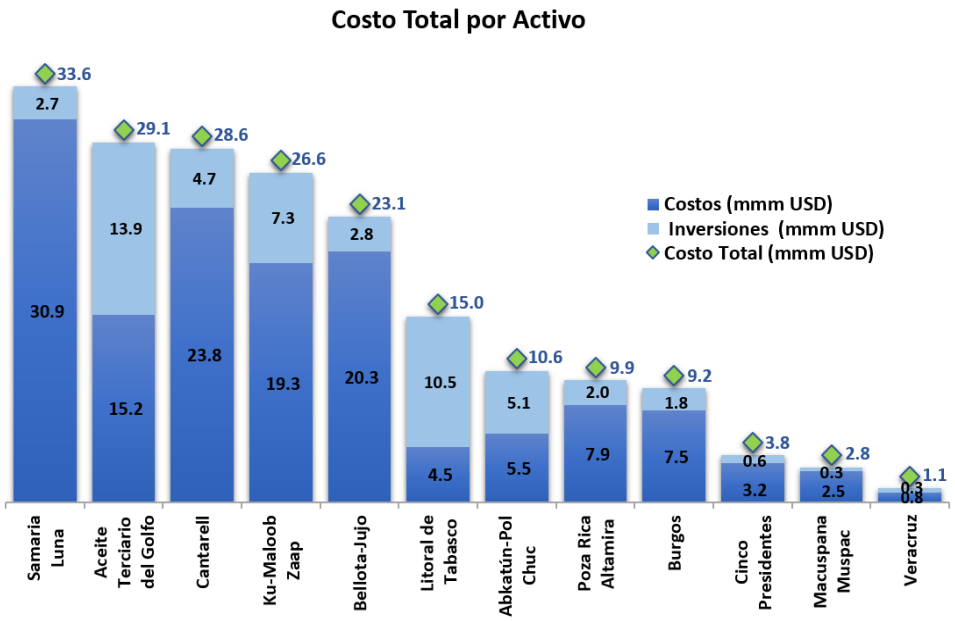
A continuación se presenta en la Gráfica 21, la suma aritmética del Valor Presente Neto (VPN@10%) a la tasa descuento del 10% antes impuestos, las reservas 1P de petróleo crudo equivalente y la producción promedio de aceite y gas del año 2014, para cada Activo respecto a la estimación de las reservas 1P al 1 de enero de 2015. Por otro lado, en la Gráfica 22 se muestran los costos totales de las reservas remanentes probadas 1P de petróleo crudo equivalente, por Activo.



Gráfica 21. Sumatoria de VPN@10%, Reserva y Producción por Activo.

Se puede observar que el Activo Ku-Maloob-Zaap tiene las mayores reservas probadas de petróleo crudo equivalente de 3.9 mmmbpce, así como el mayor valor en la suma aritmética del Valor Presente Neto (VPN@10%) igual a 159.6 mmmUSD, con la mayor producción promedio anual de aceite igual a 856.8 mbd en el año 2014; asimismo existen Activos que presentan valores similares de reservas probadas de petróleo crudo equivalente pero varia su producción promedio anual y la suma aritmética del Valor Presente Neto (VPN@10%), como por ejemplo el Activo de Producción Abkatun-Pol-Chuc y el Activo Aceite Terciario del Golfo. Asimismo, el Activo Burgos que principalmente tiene campos productores de gas presenta menores reservas probadas de petróleo crudo equivalente y el menor valor en la suma aritmética del Valor Presente Neto (VPN@10%), pero la mayor producción promedio anual de gas igual a 1,220.9 mmpcd en el año 2014, la cual es mayor a la presentada en el Activo Cantarell igual a 1,120.2 mmpcd y el resto de los Activos de Producción.

A continuación se presenta la distribución del costo total de cada uno de los Activos siendo el Activo de Producción Samaria-Luna el que presenta el mayor costo total con un valor igual a 33.6 mmm USD, y el Activo Veracruz el menor con un costo total igual a 1.1 mmm USD asociados a la evaluación económica en la estimación de las reservas probadas al 1 de enero de 2015.



Gráfica 22. Costos, Inversiones y Costos totales por Activo.

b) Revisión y análisis de la Tasa de Restitución por Descubrimientos y la Tasa de Restitución Integral.

Uno de los indicadores para medir el comportamiento de la industria y el desempeño que tiene una compañía petrolera respecto a sus reservas y recursos es la 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 que 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. Este indicador puede ser representado por el tipo de actividad que se desarrolla en un periodo de tiempo y puede ser expresado con dos metodologías:

Tasa de Restitución por Descubrimientos (TR_D)

Que se obtiene mediante el cociente entre el total de reservas 1P, 2P o 3P adicionadas en un periodo, derivada de la actividad de incorporación exploratoria.

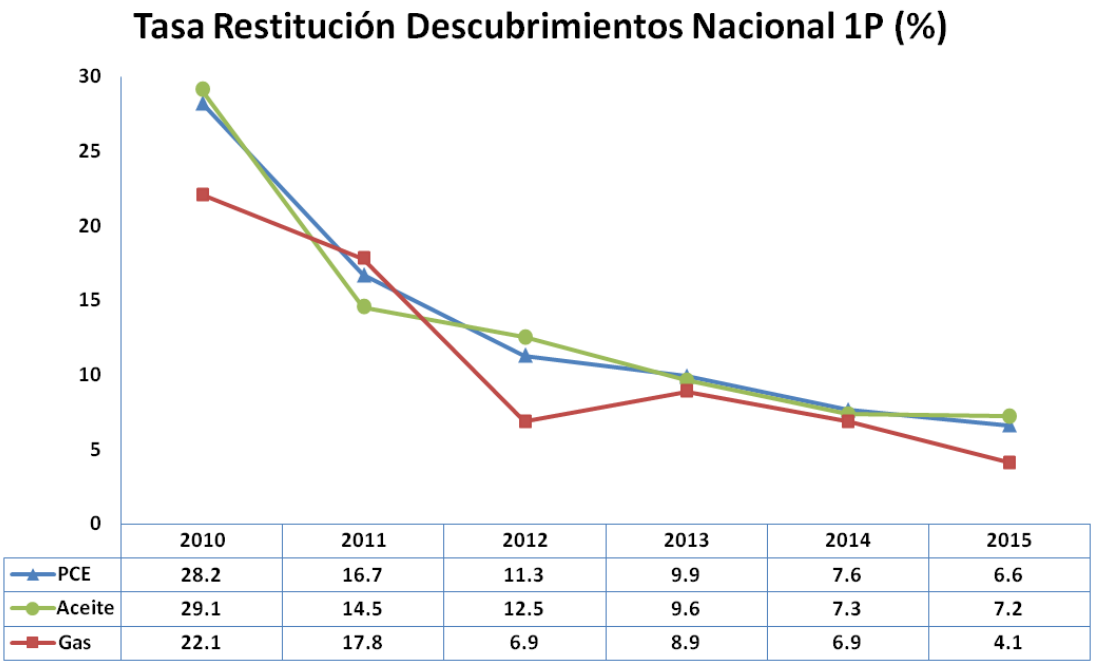
El cálculo específico de la tasa de restitución de reservas por descubrimientos se realiza con base en la siguiente fórmula:

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

En la Tabla 5 y la Gráfica 23 se muestra el comportamiento de la tasa de restitución producto de las incorporaciones exploratorias de las reservas probadas en los últimos 6 años.

Tabla 5. Tasa de Restitución por Descubrimientos a nivel Nacional 1P

Año	Aceite 1P %	Gas 1P %	PCE 1P %
2010	29.1	22.1	28.2
2011	14.5	17.8	16.7
2012	12.5	6.9	11.3
2013	9.6	8.9	9.9
2014	7.3	6.9	7.6
2015	7.2	4.1	6.6



Gráfica 23. Tasa de restitución de reservas 1P por Descubrimientos a nivel Nacional*

**Los datos corresponden al día 1 de enero del año indicado.*

De acuerdo a la información presentada por PEMEX, la cifra de la tasa de restitución por descubrimientos de las reservas probadas (1P) de petróleo crudo equivalente al 1 de enero de 2015, es de 6.6%; cifra menor en 1% comparada con la del año pasado de 7.6%, lo anterior debido a que las reservas probadas por descubrimientos pasaron de 101.8 mmb de PCE en el año 2013 a 85.2 mmb de PCE en el año 2014; no obstante que la producción promedio fue menor en el periodo de 2014 en comparación con el de 2013, la cual pasó de 1,333.2 mmb de PCE a 1,291.4 mmb de PCE. Las incorporaciones de las reservas probadas al 1 de enero de 2015 reportadas por PEMEX son de 85,2 (mmbpce) producto de la actividad exploratoria, principalmente con los pozos Santuario-401 y Arrollo Zanapa-201 pertenecientes a la Cuenca del Sur y dos descubrimientos no convencionales en lutitas con los pozos Tangram-1 y Céfiro-1 (ambos en Shale gas), así como los pozos Santa Anita-501 y Santanita-601 pertenecientes al Activo de Producción Burgos. Asimismo

cabe mencionar que no se reportan reservas probadas asociadas a incorporaciones exploratorias en aguas profundas.

Tasa de Restitución Integral (TR_I)

Que se obtiene mediante la división entre el total de reservas 1P, 2P o 3P adicionadas en un periodo, derivada de la actividad de incorporación exploratoria, delimitación de yacimientos, desarrollo de campos y revisiones entre el volumen producido en el mismo periodo.

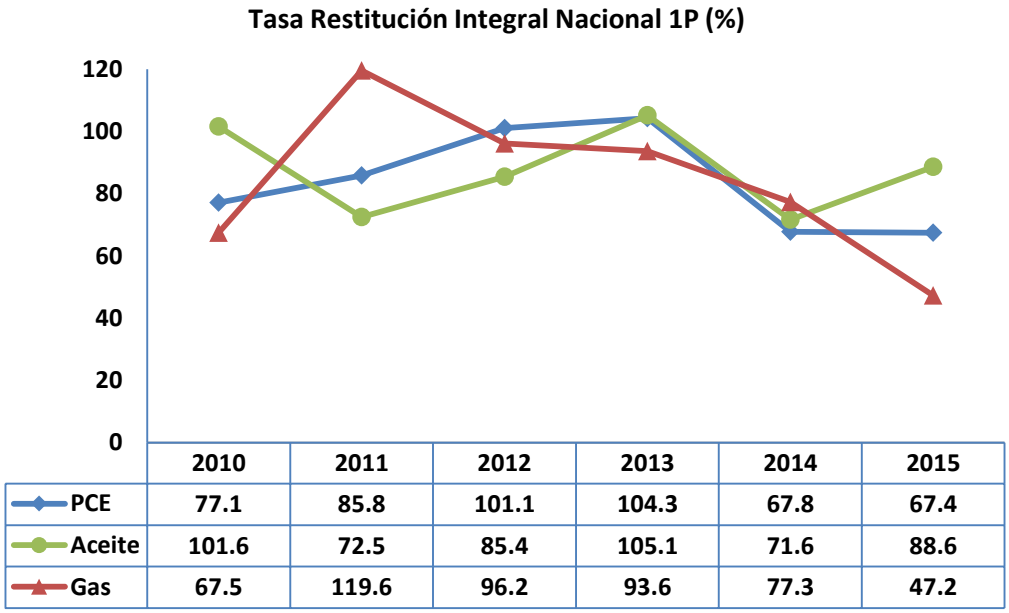
El cálculo específico de la tasa de restitución de reservas total o integral se realiza con base en la siguiente fórmula:

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

En la Tabla 6 y la Gráfica 24 se muestra el comportamiento de la tasa de restitución integral producto de las actividades en las reservas probadas en los últimos 6 años.

Tabla 6. Tasa de Restitución Integral de reservas a nivel Nacional

Año	Aceite 1P %	Gas 1P %	PCE 1P %
2010	101.6	67.5	77.1
2011	72.5	119.6	85.8
2012	85.4	96.2	101.1
2013	105.1	93.6	104.3
2014	71.6	77.3	67.8
2015	88.6	47.2	67.4

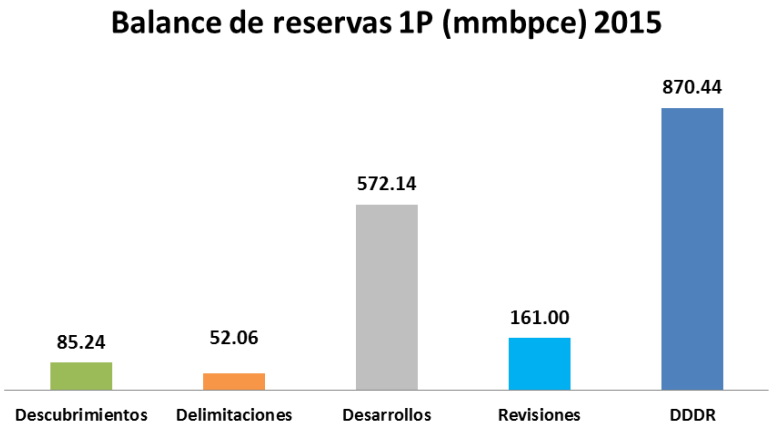


Gráfica 24. Tasa de Restitución Integral de reservas 1P a nivel Nacional*.

**Los datos corresponden al día 1 de enero del año indicado.*

De acuerdo a la información presentada por Pemex, la cifra de la tasa de restitución integral de las reservas probadas (1P) al 1 de enero de 2015 es 67.4 % en PCE, cifra similar comparada con la presentada el año pasado de 67.8%, la cual incluye la incorporación exploratoria, delimitación de yacimientos, desarrollo de campos y revisiones. Sin embargo las incorporaciones en las reservas probadas fueron menores respecto al periodo anterior, así como el desarrollo y la reducción de las reservas 1P principalmente en la región Sur por revisiones debido al comportamiento de producción de agua en algunos campos de los Activos Samaria-Luna y Bellota-Jujo impactando la tasa de restitución integral, lo cual se puede observar en el balance respecto al año pasado.

En las Gráficas 25 y 26, se muestran en mayor detalle los valores del balance de reservas al 1 de enero de 2015 y 2014, así como los principales rubros en donde se tuvo la mayor variación.



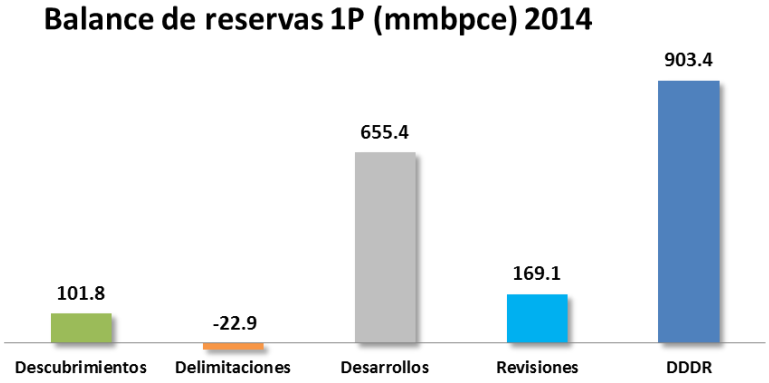
Tasa de restitución integral 1P

$$\frac{DDDR}{Prod\ 2014} = \frac{870.4}{1{,}291.4} = 67.4\ \%$$

Tasa de restitución Descubrimientos 1P

$$\frac{Descubrimientos}{Prod\ 2014} = \frac{85.2}{1{,}291.4} = 6.6\ \%$$

Gráfica 25. Balance de Reservas 1P al 1 de enero de 2015.



Tasa de restitución integral 1P

$$\frac{DDDR}{Prod\ 2013} = \frac{903.4}{1{,}333.2} = 67.8\%$$

Tasa de restitución Descubrimientos 1P

$$\frac{Descubrimientos}{Prod\ 2013} = \frac{101.8}{1{,}333.2} = 7.6\%$$

Gráfica 26. Balance de Reservas 1P al 1 de enero de 2014.

Conforme a lo reportado por PEMEX, las reservas probadas (1P) fueron afectadas principalmente por los efectos de extracción de la producción, la cual alcanzó 1,291.4 mmbpce. Asimismo, la incorporación de las reservas probadas, la reclasificación de reservas, desarrollos, revisiones al

comportamiento de la presión-producción y delimitación, principalmente en los campos Maloob, Zaap, Xanab, Onel y la producción de agua en campos pertenecientes a los Activos Samaria-Luna y Bellota-Jujo, así como la baja actividad de perforación de pozos de desarrollo asociado a la categoría de reservas probadas no desarrolladas en el año 2014 (511 pozos terminados) cifra menor respecto al año 2013 (785 pozos terminados), genero un impacto la estimación de la tasa de restitución quedando por debajo del 100% por segundo año consecutivo.

c) Revisión y análisis de la Relación Reserva-Producción

La Relación Reserva-Producción, se define como el cociente entre la reserva remanente al 1 de enero de 2015 y la producción total del año 2014, los resultados en términos de PCE fueron de 10.1 años al 1 de enero del 2015; igual al valor del año pasado de 10.1 años.

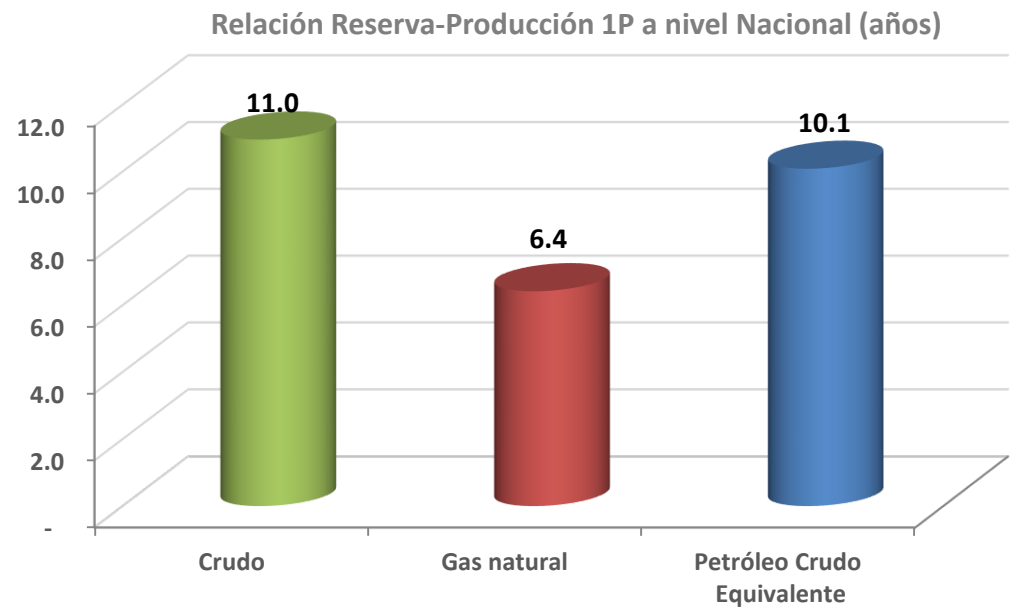
Tabla 7. Relación Reserva-Producción

Relación Reserva-Producción al 1 de Enero de 2015			
Región	**Crudo (años)**	**Gas Natural (años)**	**Petróleo Crudo Equivalente (años)**
Marina Noreste	12.2	4.2	12.1
Marina Suroeste	6.4	8.0	6.9
Norte	18.9	4.7	8.6
Sur	11.7	9.6	11.2
	11.0	**6.4**	**10.1**

Asimismo, la producción con la cual se estimó este indicador fue de 1,291.4 mmb de PCE (producción de 2014), cifra menor en comparación con la del año 2013 que fue de 1,333.2 mmb.

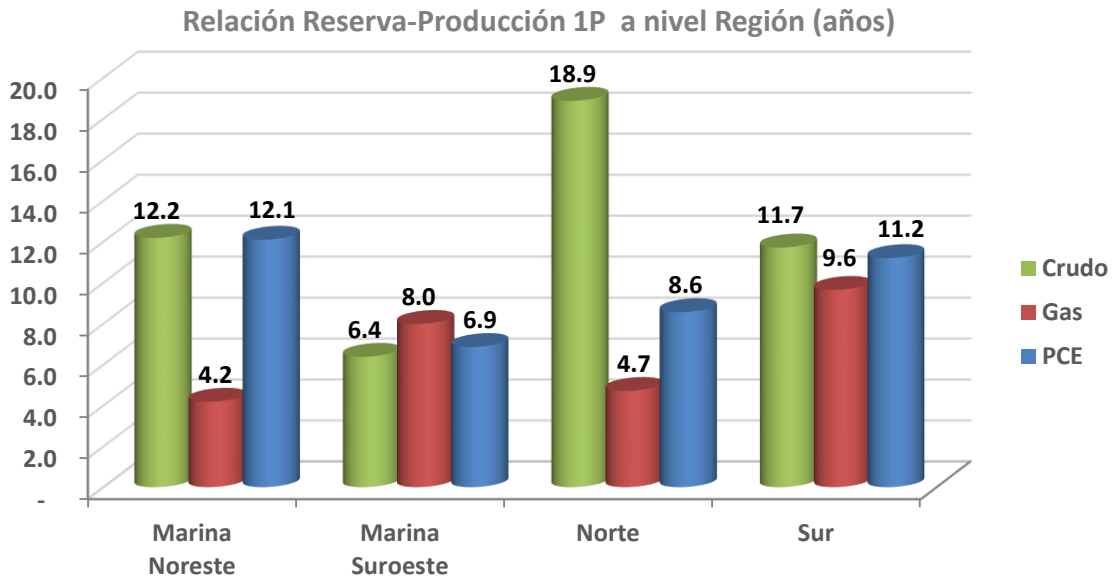
Tabla 8. Producción 2014

Producción 2014			
Región	**Crudo (mmb)**	**Gas Natural (mmmpc)**	**Petróleo Crudo Equivalente (mmbpce)**
Marina Noreste	449.6	617.5	497.4
Marina Suroeste	226.2	509.5	325.1
Norte	45.6	703.9	177.7
Sur	165.1	553.1	291.2
	886.5	**2,384.1**	**1,291.4**



Gráfica 27. Relación reserva-producción 1P Nacional (años)

La relación Reserva-Producción para cada uno de los productos aceite, gas y petróleo crudo equivalente a nivel región se muestra en la gráfica 28.



Gráfica 28. Relación Reserva-Producción 1P (años) a nivel Región

d) Descubrimientos

En cuanto a los descubrimientos que incorporaron reserva probada, PEMEX presentó los valores mostrados en la Tabla 9, las incorporaciones correspondientes a la Cuenca del Sur aportaron la mayor reserva de los descubrimientos 2014 con el pozo Santuario-401 y Arroyo Zanapa, con una

cifra de 74.8 mmb de petróleo crudo equivalente, adicionalmente se reportaron 2 descubrimientos no convencionales en lutitas con los pozos Tangram-1 y Céfiro-1 (ambos en Shale gas), asimismo no se reportaron reservas probadas asociadas a incorporaciones exploratorias en aguas profundas.

Tabla 9. Valores presentados por PEMEX respecto a los descubrimientos por Activos

Región	Activo	Campo	Pozo	Tipo de Fluido	Reservas probadas		
					Aceite (mmb)	Gas natural (mmmpc)	PCE (mmpce)
					64.0	**98.0**	**85.2**
Región Norte					**0.0**	**52.9**	**10.4**
	Burgos				**0.0**	**52.9**	**10.4**
		Tangram	Tangram-1 (*)	Gas seco	0.0	17.4	3.3
		Céfiro	Céfiro-1 (*)	Gas seco	0.0	24.5	4.7
		Santa Anita	Santa Anita-501	Gas húmedo	0.0	4.3	0.9
		Santa Anita	Santa Anita-601	Gas húmedo	0.0	6.7	1.4
Región Sur					**64.0**	**45.1**	**74.8**
	Bellota-Jujo				**63.9**	**44.4**	**74.6**
		Santuario Bloque NE	Santuario-401	Aceite ligero	63.9	44.4	74.6
	Macuspana-Muspac				**0.1**	**0.7**	**0.3**
		Arroyo Zanapa	Arroyo Zanapa-201	Aceite ligero	0.1	0.7	0.3

**Shale gas*

En la Figura 2 se muestra la ubicación de los descubrimientos realizados en el año 2014 que incorporaron reserva probada al 1 de enero de 2015.

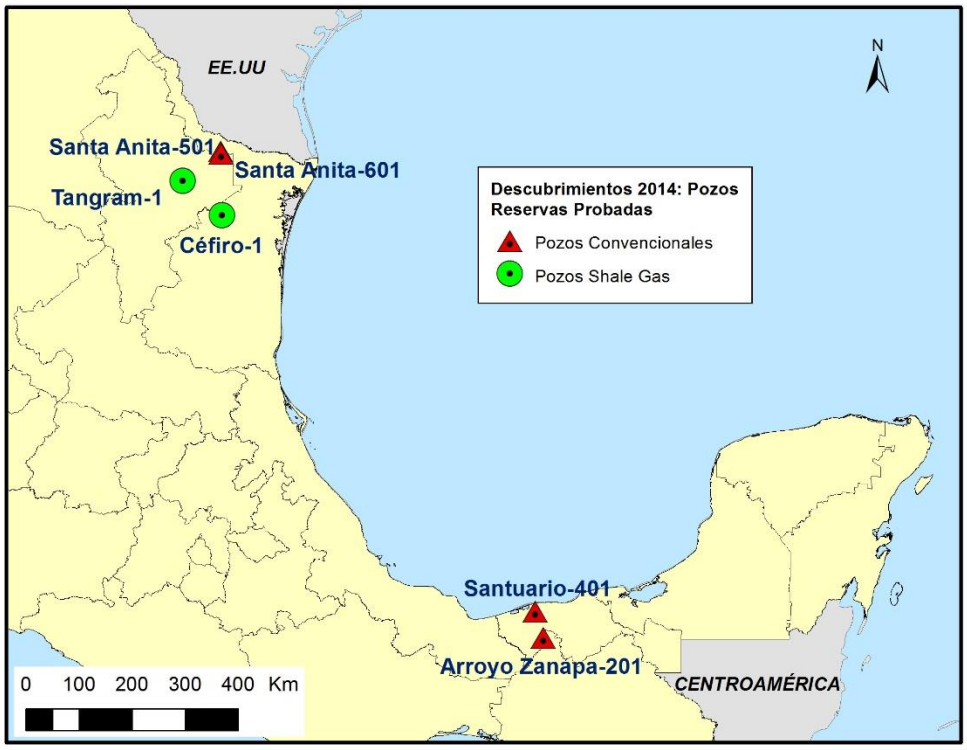


Figura 2. Descubrimientos 2014, pozos reservas probadas

**No se presentan los pozos en aguas profundas, ya que éstos no incorporan reservas probadas.*

II.7 Proceso de revisión de los valores de PEMEX y de los Terceros Independientes.

Con base en la información y análisis referidos, la CNH elaboró un comparativo de los valores de reservas 1P para los productos “aceite”, “gas” y “petróleo crudo equivalente” presentados por PEMEX y por los Terceros Independientes para cada una de las siguientes regiones administrativas en las que está dividido PEP:

- ✓ Región Marina Noreste
- ✓ Región Marina Suroeste
- ✓ Región Norte
- ✓ Región Sur

Criterios en la revisión de las diferencias en la información presentada por PEMEX y los Terceros Independientes

La resolución CNH.08.001/12 en su artículo Vigésimo Cuarto menciona los criterios de resolución y procedimiento general de dictamen de las reservas de hidrocarburos, tomando en cuenta tres criterios; el primero especifica que si los valores presentados por PEMEX en comparación con los de los Terceros Independientes son mayores al 10% a nivel Activo para las reservas 1P, se aplicaría un segundo criterio, que consiste en revisar si esa diferencia entre PEMEX y el Tercero Independiente es menor o igual al 5% respecto a los valores de reservas 1P nacionales. En este último caso, si las diferencias fueran mayores al 5%, se aplica un tercer criterio que implica la decisión del Órgano de Gobierno para iniciar la revisión y análisis de las diferencias considerando entre otros los siguientes elementos:

- ✓ Las premisas y criterios de los cálculos utilizados por PEMEX y por los Terceros Independientes.
- ✓ Las razones técnicas y económicas que ofrezca PEMEX para aclarar las estimaciones o resultados que difieran con los Terceros Independientes por encima del rango especificado en el inciso anterior.
- ✓ Las diferencias metodológicas, de hipótesis de trabajo, de aplicación de criterios que existan.
- ✓ La complejidad geológica o técnica que podría explicar tal diferencia.
- ✓ Los estudios realizados por PEMEX y por los Terceros Independientes, poniendo especial énfasis, en los factores que determinan las diferencias.
- ✓ El volumen que representa dicha diferencia, explicitando las causales a las que se adjudica.
- ✓ El tiempo y costo por resolver, mediante estudios posteriores, el grado de incertidumbre asociado a las diferencias porcentuales.
- ✓ Otros elementos que a juicio de la CNH resultasen relevantes.

Comparativos en valores de reservas

Primer criterio.

Diferencia absoluta entre las estimaciones de Petróleos Mexicanos y las estimaciones de los Terceros Independientes menor o igual al 10%, por Activo para las reservas 1P.

$$\frac{\left|\mathrm{Vol}_{\text{Reservas Pemex}} - \mathrm{Vol}_{\text{Reservas Certificador}}\right|}{\mathrm{Vol}_{\text{Reservas Pemex}}} \leq 0.10$$

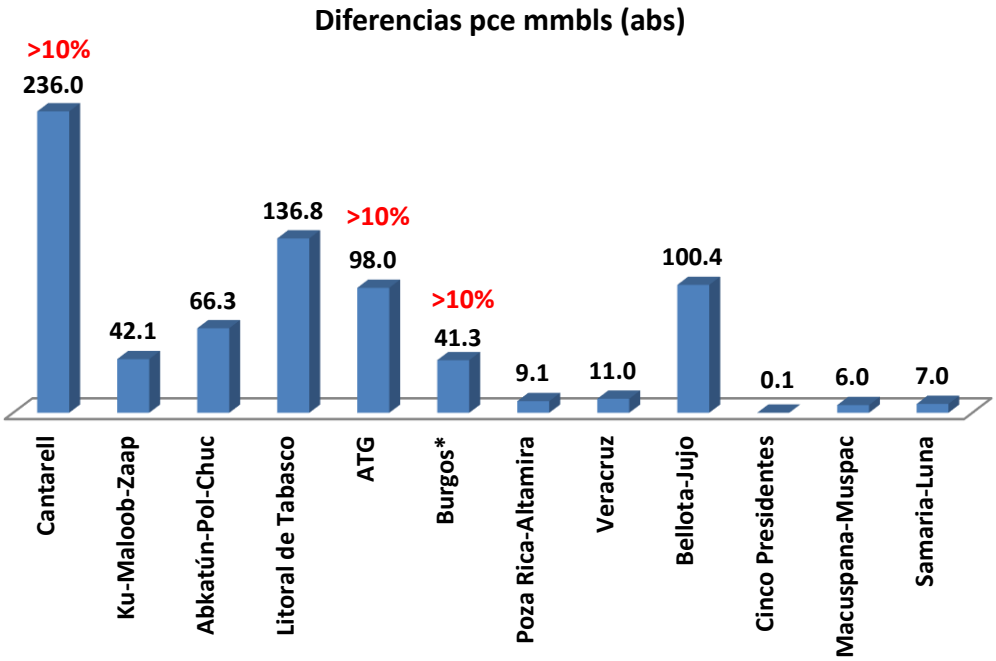
Las diferencias absolutas en porcentaje y volumen entre los valores de las reservas de aceite, gas natural y PCE entre PEMEX y los Terceros Independientes, para la categoría 1P a nivel Activo, se muestran a continuación:

Tabla 10. Diferencias en porcentaje y volumen para la categoría 1P a nivel Activo

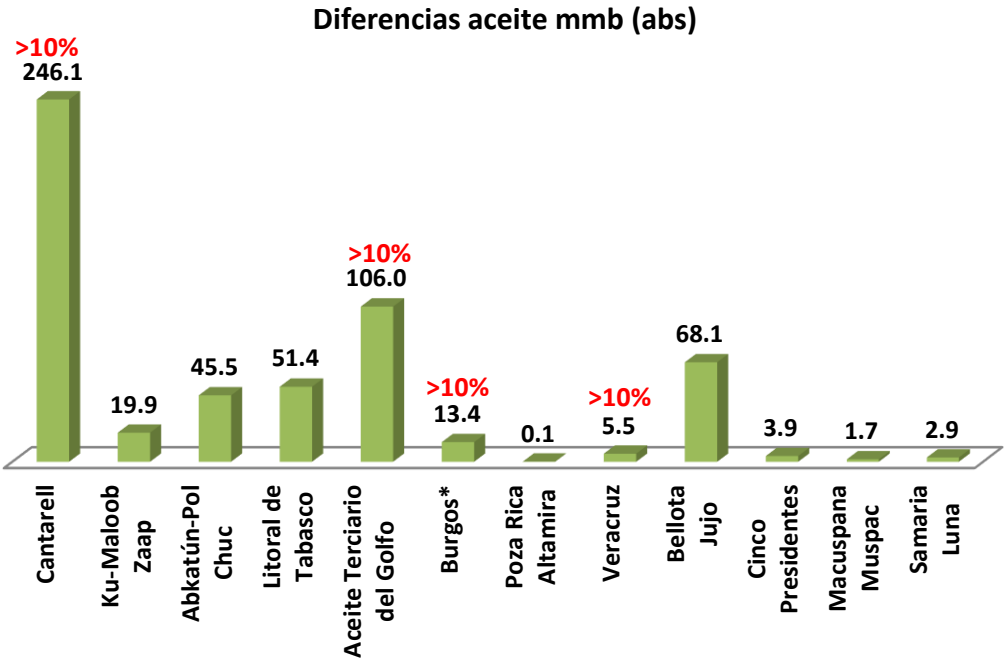
	Porcentaje			Volumen		
Primer Criterio ≤ 10%	**Aceite %**	**Gas %**	**PCE %**	**Aceite (mmb)**	**Gas (mmmpc)**	**PCE (mmbpce)**
Región Marina Noreste	**4.9**	**3.4**	**4.6**	**266.0**	**87.0**	**278.1**
Cantarell	**13.1**	3.7	**11.2**	246.1	43.0	236.0
Ku-Maloob-Zaap	0.6	9.1	1.1	19.9	129.9	42.1
Región Marina Suroeste	**6.7**	**13.6**	**9.1**	**96.8**	**552.0**	**203.1**
Abkatún-Pol-Chuc	7.4	**10.4**	8.1	45.5	117.7	66.3
Litoral de Tabasco	6.2	**14.8**	9.7	51.4	434.3	136.8
Región Norte	**11.4**	**2.9**	**5.7**	**97.9**	**95.2**	**86.4**
Aceite Terciario del Golfo	**17.6**	6.0	**12.2**	106.0	57.3	98.0
Burgos*	**171.6**	9.4	**12.9**	13.4	144.1	41.3
Poza Rica-Altamira	0.0	**15.0**	3.9	0.1	37.2	9.1
Veracruz	**10.1**	2.9	6.7	5.5	16.5	11.0
Región sur	**4.0**	**2.7**	**3.5**	**76.6**	**142.5**	**113.3**
Bellota-Jujo	8.7	7.9	8.4	68.1	128.3	100.4
Cinco Presidentes	2.1	4.5	0.0	3.9	11.8	0.1
Macuspana-Muspac	2.0	1.8	1.9	1.7	18.1	6.0
Samaria-Luna	0.3	0.3	0.5	2.9	7.8	7.0

**Los valores de aceite del Activo Burgos incluyen los condensados de línea por parte de Terceros.*

En las Gráficas 29, 30 y 31 se presentan las diferencias mayores al 10% con respecto al primer criterio por Activo para petróleo crudo equivalente, aceite y gas, respectivamente.

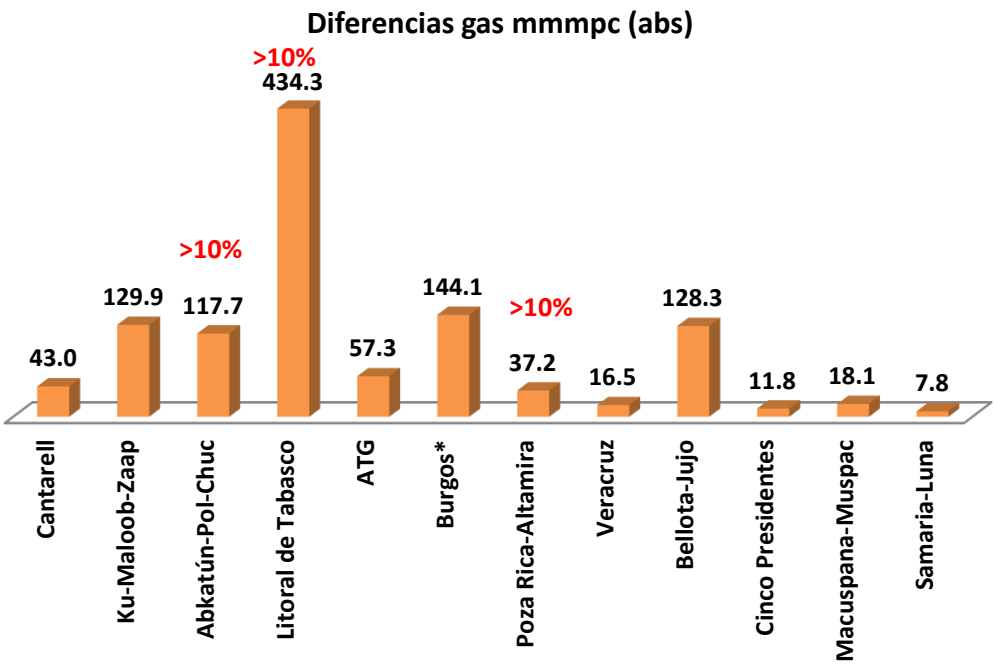


Gráfica 29. Diferencias PCE (abs)



Gráfica 30. Diferencias aceite

**El Certificador incluye los condensados de línea en los valores de aceite del Activo Burgos.*



Gráfica 31. Diferencias gas (abs)

Análisis de la CNH respecto a las diferencias mayores al 10% entre PEMEX y los Terceros Independientes.

Conforme al análisis de la información realizada por el grupo de trabajo, se observa que las diferencias mayores al 10% para el aceite corresponden a los Activos: Cantarell, Aceite Terciario de Golfo, Burgos y Veracruz. En cuanto a las reservas de gas, las diferencias mayores al 10% corresponden a los Activos Abkatun-Pol-Chuc, Litoral de Tabasco y Poza Rica-Altamira. Respecto a las reservas en PCE, las diferencias mayores al 10% corresponden al Activo Cantarell, Aceite Terciario de Golfo y Burgos.

Los principales campos que contribuyen a estas diferencias en cada región se muestran a continuación en conjunto con las explicaciones proporcionadas por Pemex:

Región Marina Noreste (RMNE)

Cantarell

El campo Akal presenta la mayor diferencia entre las estimaciones de PEMEX y el Tercero Independiente, debido a la aplicación de distintos criterios para determinar la posición actual de los contactos gas-aceite y agua-aceite. PEMEX ha definido una serie de bloques en los cuales ha dividido al campo con la identificación de los contactos en cada uno y para el Tercero Independiente se tienen consideraciones promedio hacia la parte Norte y Sur del campo, lo cual reduce la estimación del volumen a recuperar de la columna de aceite dando una menor

estimación de las reservas, asimismo ambos consideran los mismos mecanismos de empuje de fluidos en el yacimiento, pero con eficiencias diferentes.

PEMEX determinó que las reservas del yacimiento Cretácico pertenecientes al campo EK, están asociadas a las reservas probadas en su totalidad, con base a los resultados de reparaciones mayores realizadas y al comportamiento de la producción mediante la aplicación del sistema artificial de producción electrocentrífugo, mientras que el Tercero Independiente considera menor reserva en sus estimaciones, debido al comportamiento esperado de producción de agua del campo.

En Sihil-BKS, existe una diferencia en la estimación de los volúmenes debido a distintos criterios en la determinación del contacto agua-aceite. PEMEX define la ubicación del contacto agua-aceite con base en registros geofísicos, mientras que el Tercero lo hace basado en el comportamiento de producción de agua de los pozos. PEMEX considera la estimación del Tercero como pesimista, debido a que se tienen problemas de canalizaciones detrás de las tuberías de revestimiento, lo que provoca que algunos pozos ubicados estructuralmente más altos, presenten porcentajes de agua mayores, que aquellos ubicados a mayor profundidad; presentando inconsistencias para definir la ubicación actual del agua.

Ku-Maloob-Zaap

En el campo Maloob (BTPK), PEMEX sustenta la estimación de las reservas con base al desarrollo y los efectos del mantenimiento de presión en el yacimiento mediante la inyección de Nitrógeno observando mayores beneficios, mientras que el Tercero Independiente se muestra más conservador y mantiene una parte de las reservas probadas en la categoría probable.

En el campo Zaap (Cretácico), existe una diferencia en el volumen de reserva de gas, debido a diferentes planteamientos para la extracción de gas; PEMEX supone que se tendrá un incremento del volumen producido debido a la extracción de gas del casquete secundario de gas, mientras que el Tercero Independiente no identifica que se tengan diferencias considerables entre la RGA (Relación Gas-Aceite) actual y futura del campo.

Región Marina Suroeste (RMSO)

Abkatún-Pol-Chuc

En el campo Ixtal, las diferencias se presentan en el yacimiento JSK debido a que PEMEX considera mayor recuperación en los pozos productores y en algunas reparaciones mayores ubicados en la cima de la estructura (pozos 45, 83, 88A, 3, 29, 34, 67 y 84) y el Tercero Independiente no considera menor recuperación a nivel de pozo. Otra de las diferencias se tiene en las reservas de gas natural del campo Kuil, debido al comportamiento en la RGA; el Tercero utiliza un valor de 171 m^3/m^3, mientras que PEMEX utiliza 289 m^3/m^3, misma que obtiene de los análisis PVT de los fluidos producidos del campo.

Para el campo Taratunich, la diferencia entre PEMEX y el Tercero Independiente se debe a la estimación del volumen a recuperar de algunos pozos ubicados en los Bloques 201-JSK y 301-JSK. Asimismo, el Tercero considera que el bombeo neumático instalado en los pozos Taratunich-31D

y 93 del Bloque 301 (Cretácico) no refleja los incrementos presentados por PEMEX, impactando las estimaciones del resto de pozos en el yacimiento.

Litoral de Tabasco

En el campo Tsimín (JSK) se presenta la mayor diferencia en la estimación de las reservas de gas, las principales diferencias se deben a que el Tercero Independiente considera un volumen original de gas menor, debido a que PEMEX considera al JSK como un solo yacimiento comunicado hidráulicamente entre la fase oolítica y la lagunar, basados en una prueba de presión realizada en el pozo Tsimín-22, la cual se llevo a cabo en la facie lagunar presentando el mismo nivel de presión que la oolítica, mientras que el Tercero mantiene al yacimiento dividido en las dos facies estimando menor volumen de gas.

Otra diferencia se ubica en el yacimiento Cretácico del campo Ayín, dedido a la ubicación del contacto agua-aceite en el Bloque Oeste que se encuentra separado por una falla inversa, PEMEX señala la evidencia de la prueba de producción en este bloque por medio del Pozo Ayín-1, y ubica el contacto agua-aceite a 5,900 mvbnm, y la compañía certificadora en su interpretación ubica el contacto agua-aceite a 5,850 mvbnm.

En el campo yacimiento Terciario del campo Yaxché, la diferencia es que PEMEX considera el bloque Terciario 1DL en la categoría de reserva probada, ya que se cuenta con la prueba de producción del pozo Yaxché 1DL y la compañía certificadora lo considera en la categoría probable.

Para el campo Miztón la diferencia entre PEMEX y el Tercero Independiente es principalmente la dimensión del área considerada en esta categoría; PEMEX tiene un área de 2.5 km^2, mientras que el Tercero Independiente calcula una área menor de 0.9 km^2, considerando un contacto agua-aceite a 3,014 mvbnm, sin embargo PEMEX no identifica ningún contacto de los registros tomados en el pozo Miztón-1 y además considera el área definida por la anomalía del amplitud.

Región Norte

Aceite Terciario del Golfo

El Tercero Independiente realizó ajustes a sus curvas tipo debido a la falta de actividad física de los campos como reparaciones mayores y desarrollo de campos en el año 2014 para PEMEX, generando mayores diferencias en las estimaciones de las reservas. Las diferencias más significativas se deben a los campos Furbero y Tajín. En el campo Furbero el Tercero Independiente considero alrededor de 607 localizaciones en la categoría de reservas probada no desarrollada con un volumen a recuperar de 27 mb por localización, mientras que PEMEX considera 769 localizaciones con un volumen a recuperar de 61 mb. Para el campo Tajín el Tercero Independiente considera 335 localizaciones con un volumen a recuperar de 138 mb mientras que PEMEX considera 419 localizaciones con un volumen a recuperar de 75 mb.

Burgos

A nivel de líquidos, se observa una diferencia considerable que se origina en el campo Nejo. Las reservas estimadas por la compañía Gaffney, Cline & Associates son mayores a las estimadas por

PEMEX. Para la evaluación de los líquidos PEMEX empleó una RCG de 95.9 b/mmpc de acuerdo a los volúmenes estimados por Tercero Independiente, se observa que emplearon una RCG mayor a la mencionada.

Poza Rica Altamira

La principal diferencia se presenta en el campo Arenque, debido a las localizaciones consideradas en la reserva probada no desarrollada, PEMEX considera 18 y Petrofac solo 4 localizaciones en esta categoría de reserva.

Veracruz

El campo El treinta, tiene la principal diferencia, debido a los volúmenes que se asignan por pozo. Los volúmenes por pozo asignados por PEMEX son superiores a los estimados por la compañía Ryder Scott.

Región Sur

La Región Sur no presentó diferencias mayores al 10% en sus Activos de Producción; sin embargo se describen algunas como parte del análisis de la información.

Bellota-Jujo

La principal diferencia en aceite y gas se debe a los campos Santuario y Pareto. En el campo Santuario el Tercero Independiente da una menor recuperación por pozo, para el campo Pareto emplea declinaciones más fuertes para los pozos que actualmente se encuentran operando; algunas localizaciones que PEMEX las tiene consideradas en la categoría de reservas probada no desarrollada, el Tercero las clasifica como probables (NSI solo considera 3 localizaciones, mientras que PEMEX tiene 7 localizaciones).

Cinco Presidentes

La mayor diferencia de aceite se localiza en el campo San Ramón, donde la compañía certificadora, solo considera 3 localizaciones en la categoría de reserva probada no desarrollada, mientras que PEMEX considera 9 localizaciones. Además asigna una menor recuperación por pozo para las reparaciones mayores (NSI estima 150 mb por pozo mientras que PEMEX tiene 180 mb). La diferencia de gas se localiza en los campos Nelash y Blasillo, donde el Tercero utilizó una relación gas-aceite (RGA) de 3,290 y 3,475 pie^3/b, mientras que PEMEX utilizó una RGA de 751 y 2,834 pie^3/b, respectivamente.

Macuspana-Muspac

La diferencia se tiene en el campo Chiapas-Copanó, donde el Tercero Independiente (NSI), solo considera 5 reparaciones mayores con una recuperación promedio por pozo de 70 mb, mientras que PEMEX considera 9 reparaciones mayores con una recuperación promedio por pozo de 450 mb; adicionalmente el Tercero (NSI) da una mayor declinación a los pozos que se encuentran operando en este campo.

Samaria-Luna

La diferencia en aceite y gas natural se genera por la predicción realizada por la compañía certificadora (NSI) en los pozos de los campos Cunduacán y Oxiacaque; esta predicción estima mayores volúmenes de reservas de aceite y gas que los estimados por PEMEX.

Considerando lo anterior, y conforme a lo previsto en los Lineamientos se aplicó el segundo criterio en los Activos mencionados, el cual se describe a continuación:

Segundo criterio.

Si las diferencias fueran mayores al 10%, se revisará si esta diferencia es menor o igual al 5% respecto a los valores de reservas nacionales.

$$\frac{\left|\mathrm{Vol}_{\text{Reservas Pemex 1P}} - \mathrm{Vol}_{\text{Reservas Cert1ficador1P}}\right|}{\mathrm{Vol}_{\text{Reservas Pemex Nacional1P}}} \leq 0.05$$

Con base en lo anterior y el análisis de la información se aplicó un segundo criterio a aquellos Activos cuyas diferencias excedieron el 10%, el cual consistió en revisar si la diferencia es menor o igual al 5% respecto a los valores de reservas nacionales 1P.

Análisis de la CNH respecto a las diferencias mayores al 5% respecto a los valores de reservas nacionales entre PEMEX y los Terceros Independientes.

Resultado del análisis se determinó que las diferencias presentadas fueron menores al 5%, por lo que se cumple con el segundo criterio establecido en el artículo Vigésimo Cuarto de los lineamientos.

Tabla 11. Segundo criterio ≤ 5%

Activo	Diferencias (%) Absolutas		
	Aceite	Gas	PCE
Segundo Criterio ≤ 5%	**1P**	**1P**	**1P**
Cantarell	2.5	0.3	1.8
Ku-Maloob-Zaap	0.2	0.8	0.3
Abkatún-Pol-Chuc	0.5	0.8	0.5
Litoral de Tabasco	0.5	2.8	1.1
Aceite Terciario del Golfo	1.1	0.4	0.8
Burgos	0.1	0.9	0.3
Poza Rica Altamira	0.0	0.2	0.1
Veracruz	0.1	0.1	0.1
Bellota Jujo	0.7	0.8	0.8
Cinco Presidentes	0.0	0.1	0.0
Macuspana-Muspac	0.0	0.1	0.0
Samaria Luna	0.0	0.1	0.1

En la tabla 11 se presentan las diferencias (sombreadas) de los Activos que tuvieron diferencias mayores al 10% en el primer criterio y el resto de Activos que fueron menores al 10%; aplicando el segundo criterio se puede observar que todas las diferencias son menores al 5% respecto a los valores de reservas nacionales 1P en aceite, gas y petróleo crudo equivalente.

CONCLUSIONES

De la documentación presentada por PEMEX respecto de los reportes de evaluación y cuantificación de reservas 1P de hidrocarburos y los reportes finales de las certificaciones a las mismas, elaborados por los Terceros Independientes, así como del análisis realizado por el grupo de trabajo, se tienen las siguientes conclusiones:

i. La CNH determinó la suficiencia de información para analizar y resolver sobre la aprobación y visto bueno de los reportes respectivos.

ii. Los reportes de reservas de PEMEX se entregaron conforme al formato establecido; sin embargo, los reportes finales del certificador Ryder Scott, que deben ser entregados por PEMEX, no cumplieron con los formatos de esta Comisión, situación que si bien no afecta el sentido del dictamen pero que deberán mejorar en las próximas entregas.

iii. Conforme a la información remitida a esta Comisión se puede constatar que tanto PEMEX como los certificadores siguieron las metodologías internas y externas para la estimación de las reservas. Para el caso de los Terceros Independientes, por medio de PEMEX se verificó la experiencia de los mismos y la ausencia aparente de conflicto de interés para llevar a cabo las tareas realizadas.

iv. Con la información remitida por PEMEX y con base al lineamiento, se realizó la integración de las reservas de hidrocarburos por categoría 1P por Activo; para aceite, gas y PCE. Asimismo, con dicha información, el grupo de trabajo calculó la tasa de restitución de reservas integral y por descubrimientos, y la relación reserva-producción.

v. La información presentada por PEMEX sobre la cifra de la tasa de restitución integral de las reservas probadas (1P) de Petróleo Crudo Equivalente al 1 de enero de 2015, es de 67.4% cifra similar con el año anterior de 67.8%.

vi. El grupo de trabajo propone aprobar los reportes de evaluación o cuantificación de las reservas de hidrocarburos 1P elaborados por PEMEX, y otorgar el visto bueno a los reportes finales de las certificaciones de las reservas de hidrocarburos 1P elaborados por los Terceros Independientes para todos los Activos de las Regiones Marina Noreste, Marina Suroeste, Norte y Sur, a la vista de los procesos que se revisaron.

vii. Para el caso del Activo de Producción Burgos, El Tercero Independiente consideró los condensados recuperados en línea del campo Nejo, como aceite para efectos de cálculo de

diferencias con PEMEX; sin embargo, lo anterior no afecta el segundo criterio de resolución de reservas para el Activo.

viii. Resultado de los procesos mencionados en el presente dictamen, los valores de reservas de hidrocarburos presentados por el grupo de trabajo al Órgano de Gobierno para su aprobación son los siguientes:

Tabla 12. Valores de reservas 1P de hidrocarburos por Activo 2015

Valores de Reservas 1P por Activo 2015			
Activo	**Cifra del país Aceite mmb**	**Cifra del país Gas mmmpc**	**Cifra del país PCE mmbpce**
Cantarell	1,875.8	1,160.3	2,114.7
Ku-Maloob-Zaap	3,599.5	1,421.3	3,897.2
Abkatún-Pol-Chuc	613.2	1,128.4	820.3
Litoral de Tabasco	828.9	2,936.8	1,407.0
Aceite Terciario del Golfo	601.9	950.8	801.5
Burgos	7.8	1,536.3	319.0
Poza Rica-Altamira	196.5	246.9	233.9
Veracruz	54.4	579.2	165.7
Bellota-Jujo	786.6	1,616.7	1,197.3
Cinco Presidentes	188.6	262.4	238.0
Macuspana-Muspac	82.6	1,029.6	318.8
Samaria-Luna	875.2	2,421.8	1,504.0
Total	**9,711.0**	**15,290.5**	**13,017.4**