



Comisión Nacional
de Hidrocarburos

Dictamen relativo a la aprobación de los reportes de evaluación o cuantificación de las reservas 1P, 2P y 3P 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.

JUNIO 2015



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	12
II.3 BITÁCORA DE ACTIVIDADES.....	12
II.4 REVISIÓN DE LAS METODOLOGÍAS INTERNAS Y EXTERNAS PARA LA ESTIMACIÓN DE LAS RESERVAS UTILIZADAS POR PEMEX	14
II.5 REVISIÓN DE LA DOCUMENTACIÓN DE LOS TERCEROS INDEPENDIENTES.....	15
II.6 PROCESO DE REVISIÓN DE LOS VALORES PRESENTADOS POR PEMEX.....	17
II.7 PROCESO DE REVISIÓN DE LOS VALORES DE PEMEX Y DE LOS TERCEROS INDEPENDIENTES.	60
CONCLUSIONES	80

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, 2P y 3P 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.**

El 10 de marzo de 2015, mediante la resolución CNH.E.04.001/15 relativa a los reportes de evaluación o cuantificación de las reservas 1P de hidrocarburos elaborados por Petróleos Mexicanos y los reportes finales de las certificaciones de las mismas realizadas por Terceros Independientes, la Comisión resuelve aprobar el dictamen relativo a los reportes de reservas 1P de hidrocarburos al 1 de enero de 2015, y otorgar el visto bueno de los reportes finales por los Terceros Independientes conforme a lo señalado en el Vigésimo sexto de los Lineamientos que regulan el procedimiento de dictaminación, modificado mediante la resolución CNH.08.001/12 el 16 de agosto del año 2012.

De acuerdo a lo señalado en el párrafo anterior, este documento presenta los resultados del dictamen relativo a las reservas 1P de hidrocarburos al 1 de enero de 2015; y el dictamen relativo a los reportes de reservas 2P y 3P de hidrocarburos al 1 de enero de 2015, con base en los reportes elaborados por Petróleos Mexicanos y los reportes realizados por los Terceros Independientes.

1.2 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.

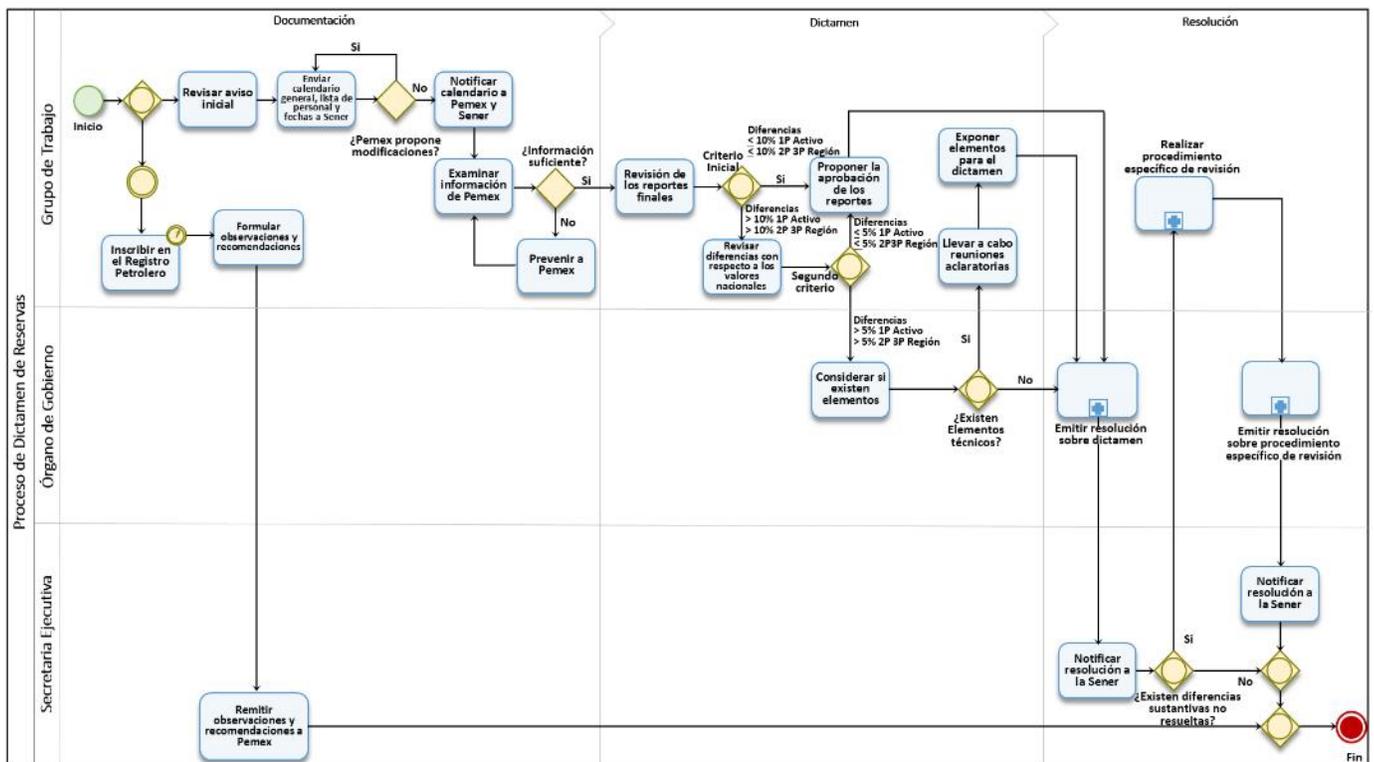


Figura 1. Actividades necesarias en el marco del proceso de análisis.

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 la Comisión Nacional de Hidrocarburos recibió el aviso inicial de PEMEX (a través de Pemex-Exploración y Producción) con la siguiente información:

- 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 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 forme al calendario y a lo señalado en los antecedentes de este documento, el día 10 de marzo de 2015 mediante la resolución CNH.E.04.001/15; la Comisión resuelve aprobar el

dictamen relativo a los reportes de reservas 1P de hidrocarburos al 1 de enero de 2015, y otorgar el visto bueno de los reportes finales de los Terceros Independientes; dichos resultados se presentan en este documento a partir de la sección II.6.

Con respecto a las reservas de hidrocarburos en las categorías 2P y 3P, y mediante el Oficio SPE-128-2015, con fecha de acuse 29 de abril de 2015, dirigido al Comisionado Presidente de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, se hace entrega de la información de las reservas de hidrocarburos 2P y 3P al 1 de enero de 2015.

A través del oficio No. 220.893/2015, de fecha 9 de junio 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 2P y 3P de Petróleos Mexicanos y de los Terceros Independientes, previos a su entrega final; dichas comparecencias se realizaron los días 17 y 18 de junio 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 2P y 3P, 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:

- ✓ Explicación de las diferencias en las estimaciones de Pemex y el Tercero Independiente, así como los criterios utilizados.
- ✓ Comparativo de las categorías de reservas 2P y 3P de los años 2014 y 2015, así como la explicación de las variaciones.
- ✓ Explicación del balance de reservas correspondiente a la Región, a nivel de campo para las categorías 2P y 3P.
- ✓ Estatus de proyectos de recuperación mejorada y las reservas asociadas a éstos.
- ✓ Presentación de los campos por Región:
 - Región Noreste: Akal, Sihil, Ku, Maloob y Zaap.
 - Región Sur: Bricol y Jujo-Tecominoacán.
 - Región Suroeste: Tsimin-Xux, Lakach, así como campos de aguas profundas tales como Kunah, Piklis, entre otros.
 - Región Norte: campos de aguas profundas tales como Exploratus, Maximino y Trión, entre otros; Aceite Terciario del Golfo; y descubrimientos.

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

- ✓ Explicación de las diferencias entre las estimaciones realizadas por el Tercero Independiente y Pemex, así como los criterios utilizados.
- ✓ Comparativo de las categorías de reservas 2P y 3P de los años 2014 y 2015, así como la explicación de las variaciones.

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, y por Región para las reservas 2P y 3P de los productos aceite, gas y petróleo crudo equivalente.

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

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, 2P y 3P para cada producto.

$$\frac{\left| \text{Vol}_{\text{Reservas Pemex}} - \text{Vol}_{\text{Reservas Certificador}} \right|}{\text{Vol}_{\text{Reservas Pemex Nacional}}} \leq 0.05$$

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:** Se 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 9 de junio 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.	

Oficios de Información	
Oficios remitidos por la CNH	Oficios remitidos por PEMEX
<p>Oficio 220.042/2015, de fecha 13 de enero de 2015, dirigido al Director General de Pemex Exploración y Producción.</p> <p>Asunto: Reuniones de seguimiento, estimación de reservas de hidrocarburos al 1 de enero de 2015.</p>	
	<p>Oficio SPE-050-2015, con fecha de acuse del 20 de febrero de 2015, dirigido al Comisionado Presidente de la CNH.</p> <p>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.</p> <p>Se solicita prórroga para entregar la información, el 25 de febrero de 2015, referente a las regiones de producción Marina Suroeste y Norte.</p>
<p>Oficio 220.251/2015, de fecha 23 de febrero de 2015, dirigido al Director General de Pemex Exploración y Producción.</p> <p>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.</p>	<p>Oficio SPE-051-2015, con fecha de acuse del 25 de febrero de 2015, dirigido al Comisionado Presidente de la CNH.</p> <p>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.</p>
<p>Oficio 220.276/2015, de fecha 26 de febrero de 2015, dirigido al Director General de Pemex Exploración y Producción.</p> <p>Asunto: Respuesta a solicitud de prórroga para la entrega de información relativa a los campos del Activo de producción Aceite Terciario del Golfo de la Región Norte.</p>	
<p>Oficio 220.306/2015, de fecha 02 de marzo de 2015, dirigido al Director General de Pemex Exploración y Producción.</p> <p>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.</p>	<p>Oficio SPE-053-2015, con fecha de acuse del 06 de marzo de 2015, dirigido al Comisionado Presidente de la CNH.</p> <p>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.</p>
	<p>Oficio SPE-128-2015, con fecha de acuse de 29 de abril de 2015, dirigido al Comisionado Presidente de la CNH.</p> <p>Asunto: Entrega de información de reservas (2P y 3P) de hidrocarburos al 1 de enero de 2015.</p>

Oficios de Información	
Oficios remitidos por la CNH	Oficios remitidos por PEMEX
<p>Oficio 220.893/2015, con fecha 9 de junio de 2015, dirigido al Director General de Pemex Exploración y Producción.</p> <p>Asunto: Reuniones de seguimiento, estimación de reservas 2P y 3P de hidrocarburos al 1 de enero de 2015.</p>	

Reuniones de trabajo entre personal de la SENER, PEMEX, los Terceros Independientes y Servidores Públicos de la CNH
<p>Reunión de trabajo del proceso de reservas 2015, de fecha 16 de diciembre de 2014, entre personal de PEMEX, SENER y la CNH.</p> <p>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.</p>
<p>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.</p> <p>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.</p>
<p>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.</p> <p>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.</p>
<p>Reunión de trabajo del proceso de reservas 2015, de fecha 17 de junio de 2015, entre PEMEX, Terceros Independientes, SENER y personal de la CNH.</p> <p>Asunto: Reunión de seguimiento para conocer las cifras finales de los reportes, tanto de PEMEX como de los Terceros Independientes, de las Regiones de Producción Marina Noreste y Sur.</p>
<p>Reunión de trabajo del proceso de reservas 2015, de fecha 18 de junio de 2015, entre PEMEX, Terceros Independientes, SENER y personal de la CNH.</p> <p>Asunto: Reunión de seguimiento para conocer las cifras finales de los reportes, tanto de PEMEX como de los Terceros Independientes, de las Regiones de Producción Marina Suroeste y Norte.</p>

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 para las reservas 2P y 3P 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.

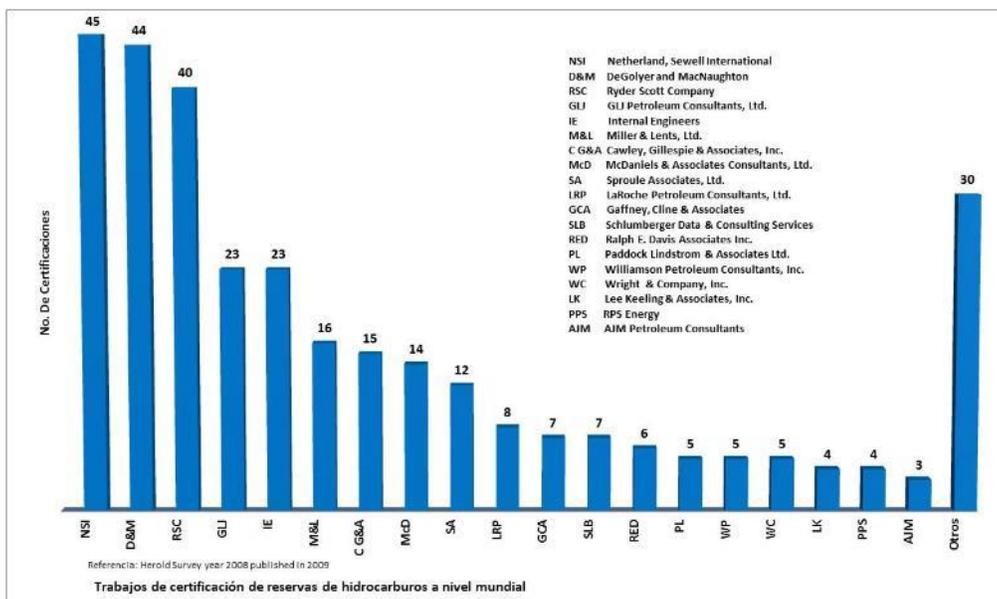
En la información remitida a la CNH, PEMEX señaló que, para seleccionar las compañías certificadoras de reservas de mayor prestigio a nivel internacional, se consideró el estudio realizado por la compañía *Herold Survey*, referente a las compañías certificadoras durante 2008 y que fue publicado en el 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 las categorías 1P por Activos; 2P y 3P por Regiones 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 las categorías 1P por Activos; 2P y 3P por Regiones 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 Activo, aprobadas por la Comisión para los productos aceite, gas y petróleo crudo equivalente para la evaluación al 1 enero de 2015.

Tabla 2. Reservas por Activo.

Valores de Reservas 1P por Activo 2015			
Activo	Cifra del país Aceite mmb	Cifra del país Gas mmpc	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

Las cifras a nivel región para cada categoría; para los productos, aceite, gas y petróleo crudo equivalente, se identifican en las tablas 3, 4 y 5.

Tabla 3. Reservas 1P 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

Tabla 4. Reservas 2P por Región.

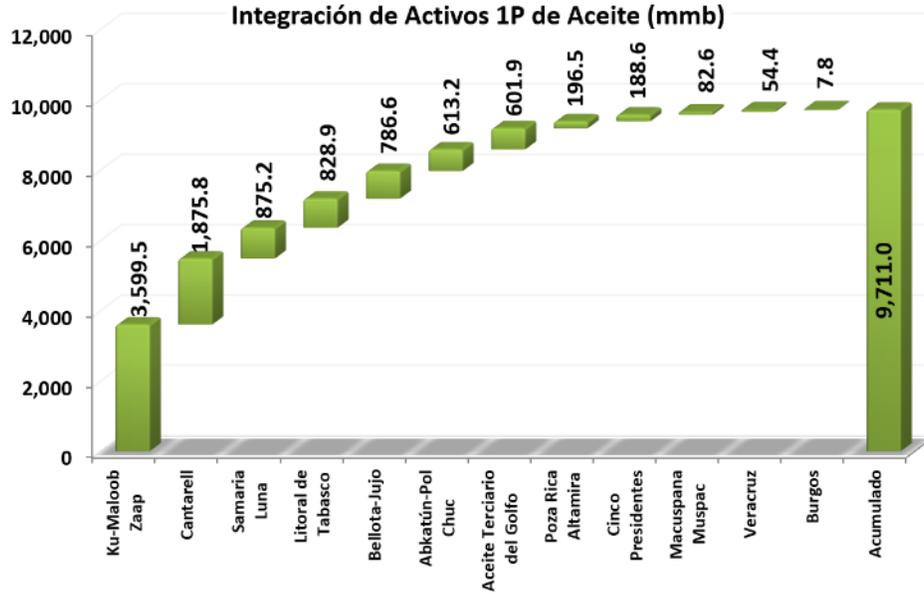
Valores de Reservas 2P por Región 2015			
Región	Cifra del país Aceite mmb	Cifra del país Gas mmmpc	Cifra del país PCE mmbpce
Marina Noreste	7,701.9	3,265.2	8,374.3
Marina Suroeste	2,308.9	7,550.0	3,736.0
Norte	4,047.5	13,452.9	6,893.2
Sur	2,417.1	6,338.5	3,980.0
Total	16,475.5	30,606.6	22,983.5

Tabla 5. Reservas 3P por Región.

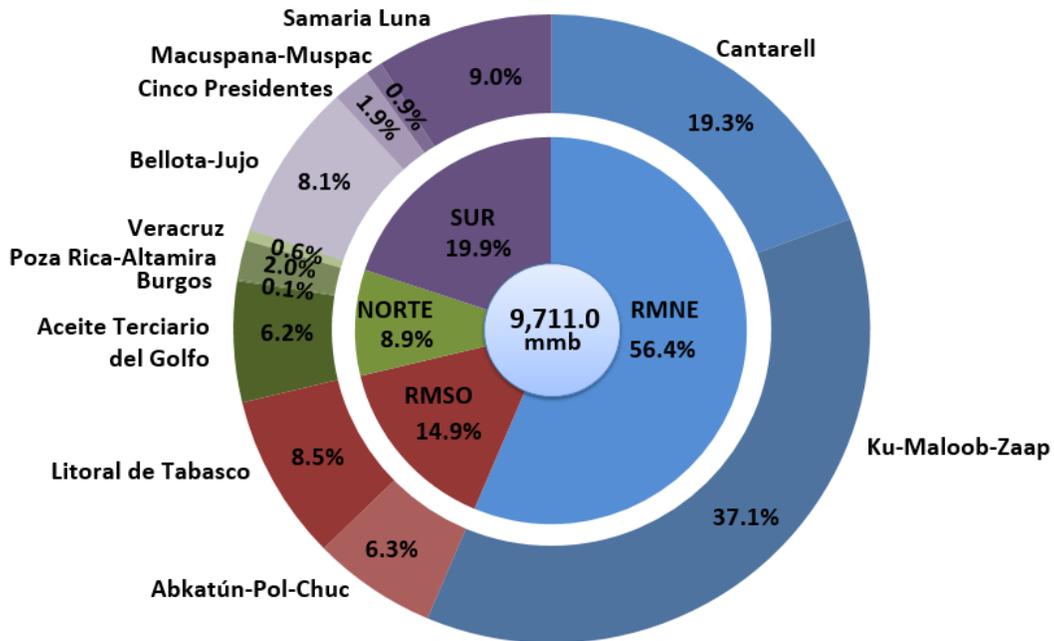
Valores de Reservas 3P por Región 2015			
Región	Cifra del país Aceite mmb	Cifra del país Gas mmmpc	Cifra del país PCE mmbpce
Marina Noreste	10,759.2	3,850.6	11,531.9
Marina Suroeste	3,454.8	13,408.7	6,000.7
Norte	8,562.9	29,790.2	14,911.3
Sur	3,048.4	7,840.1	4,961.0
Total	25,825.1	54,889.6	37,404.8

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 de aceite del país.



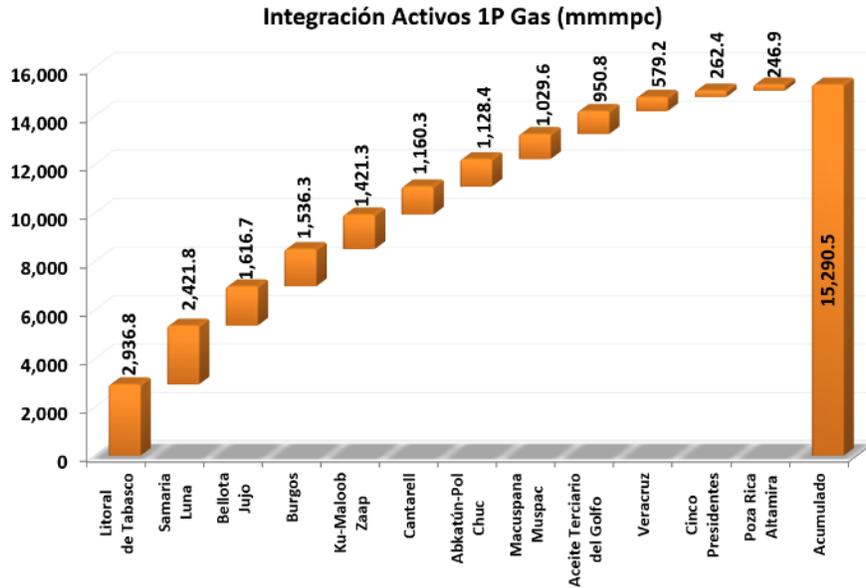
Gráfica 2. Integración de las reservas 1P de aceite (mmb) a nivel Activo



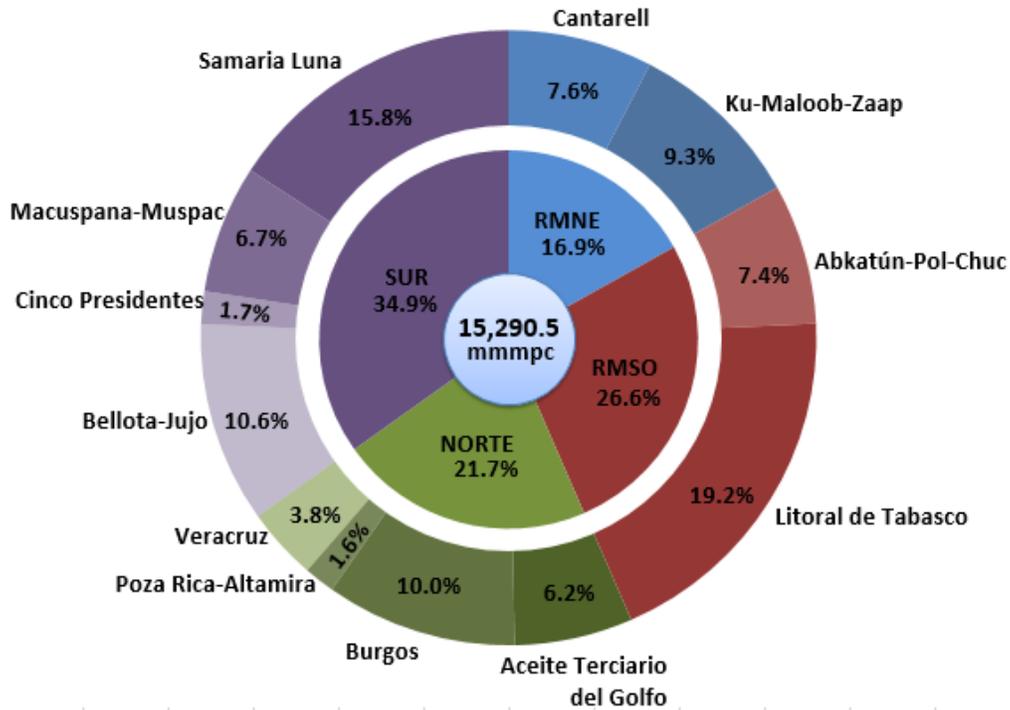
Gráfica 3. Distribución de reservas 1P de aceite por Región y Activo.

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.



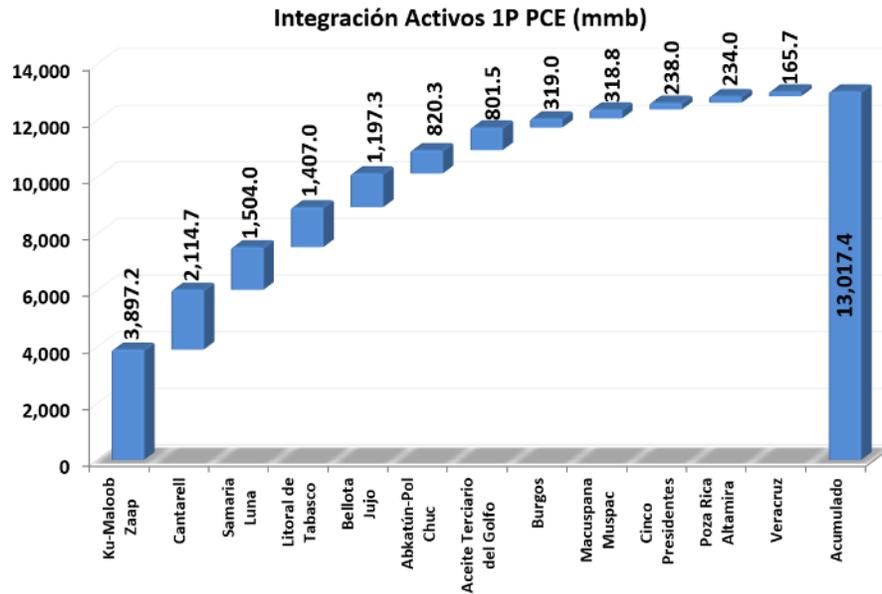
Gráfica 4. Integración de las reservas 1P de gas (mmpc) a nivel Activo



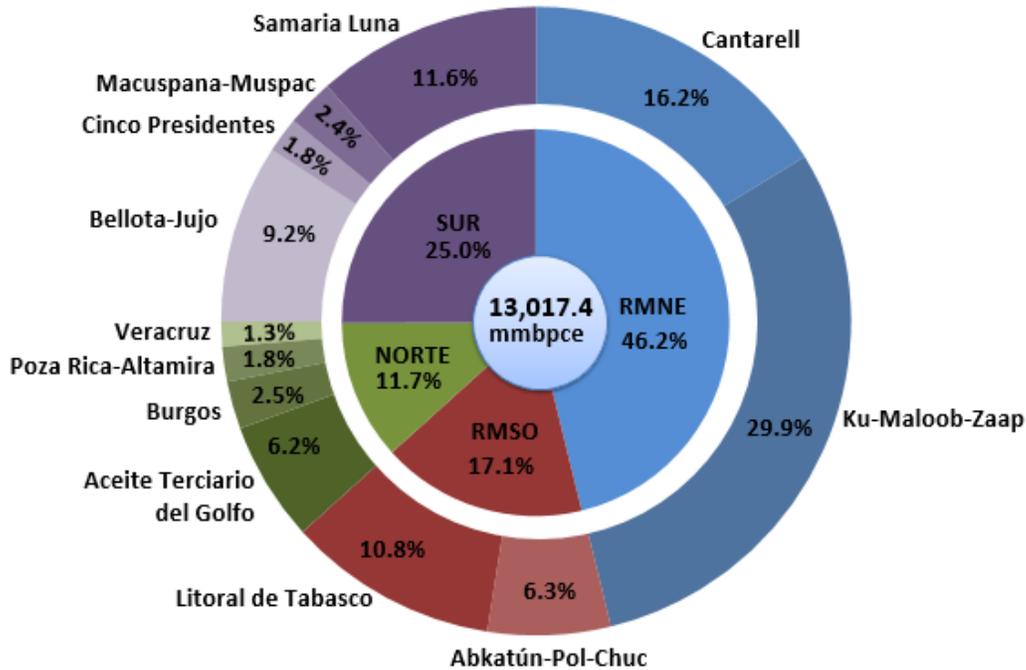
Gráfica 5. Distribución de reservas 1P de gas por Región y Activo.

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 petróleo crudo equivalente del país.



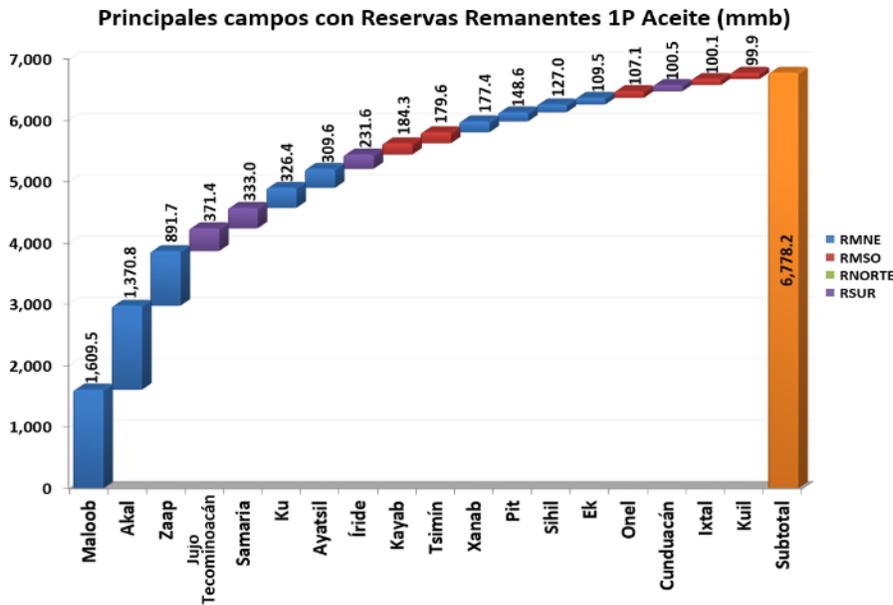
Gráfica 6. Integración de las reservas 1P de PCE (mmbpce) a nivel Activo



Gráfica 7. Distribución de reservas 1P de petróleo crudo equivalente por Región y Activo.

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

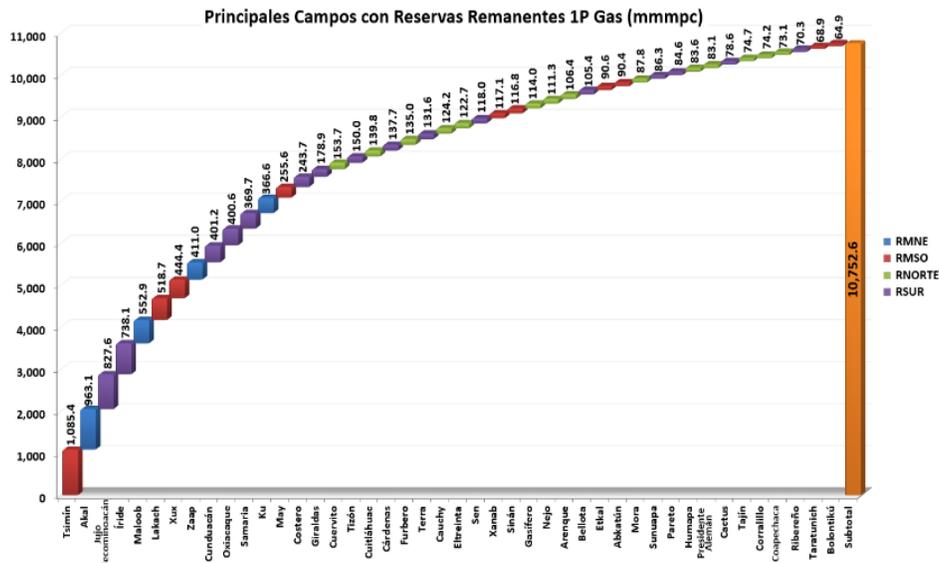
En la Gráfica 8 se pueden observar los campos que contribuyen casi el 70% de las reservas probadas de aceite del país; se destaca que los campos Maloob y Akal pertenecientes a la Región Marina Noreste, son los que más contribuyen a esta proporción con 2,980.3 miles de millones de barriles y considerando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

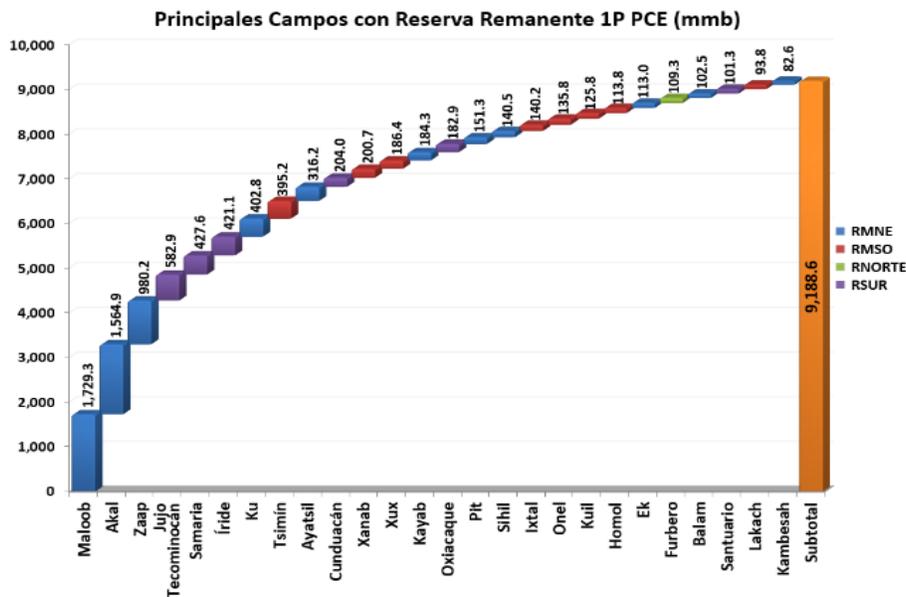
En la Gráfica 9 se pueden observar los campos principales que conforman más del 70% de las reservas probadas de gas del país, se destaca que algunos campos pertenecientes a la Región Marina Suroeste como Tsimin-JSK, Xux-JSK, May y Lakach (gas no asociado) son campos que contribuyen con una proporción importante a las reservas, sin embargo, esta reserva tiene implicaciones técnicas, económicas y operativas importantes que se tienen que monitorear constantemente.



Gráfica 9. Integración de los principales campos 1P Gas (mmpmc).

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

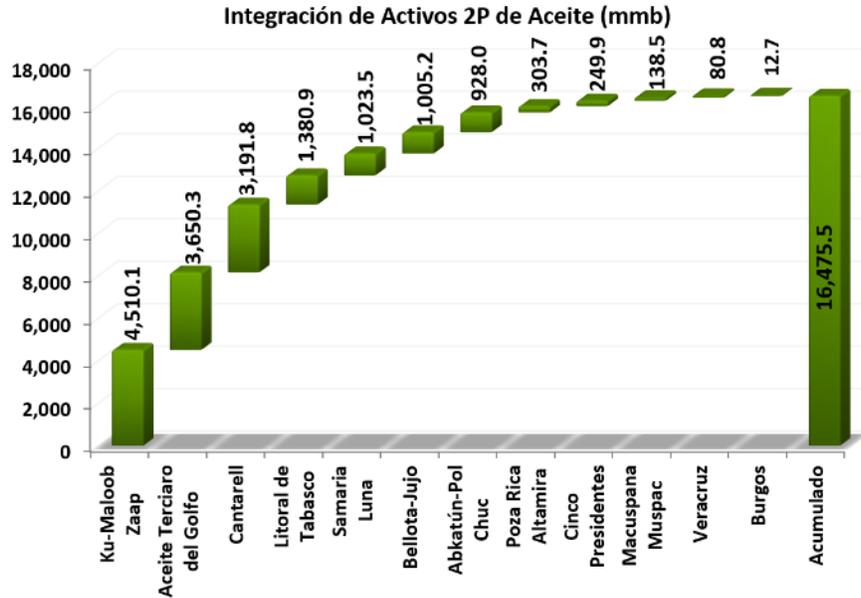
En la Gráfica 10 se pueden observar los campos que contribuyen con más del 70% de las reservas de petróleo crudo equivalente de la nación; asimismo cabe destacar que los campos pertenecientes a la Región Marina Noreste contribuyen con una porción importante de 3,764.1 mmb de los principales campos del país en la categoría de reservas probadas.



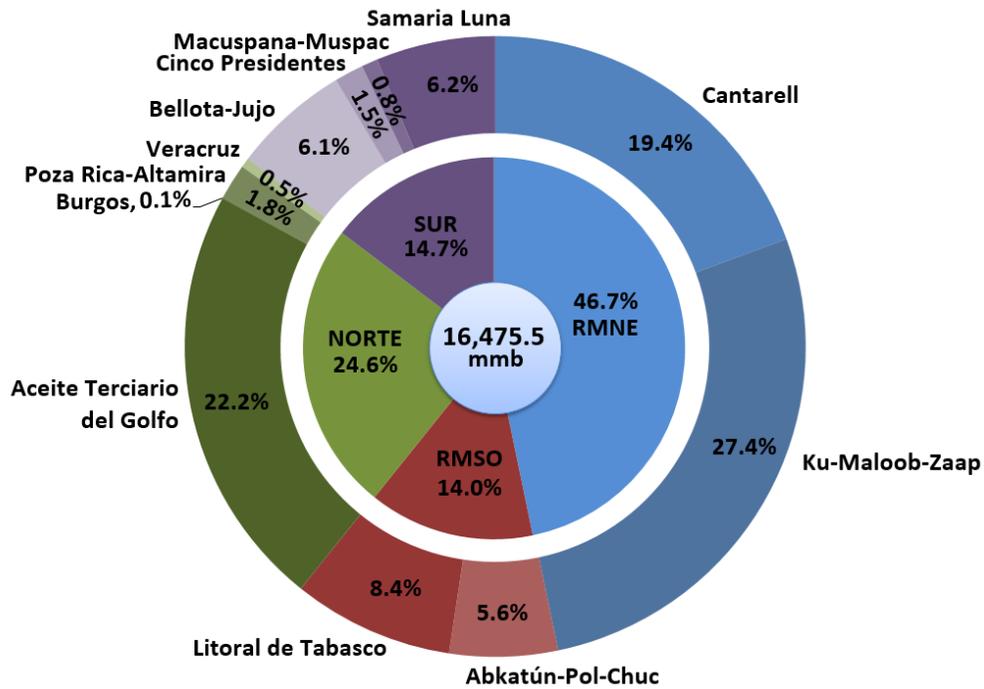
Gráfica 10. Integración de los principales campos 1P PCE (mmbpce)

Integración de las reservas 2P de Aceite por Activo

En las Gráficas 11 y 12 se observa que los Activos Ku-Maloob-Zaap, Aceite Terciario del Golfo y Cantarell representan 69% de las reservas de aceite totales del país en la categoría 2P.



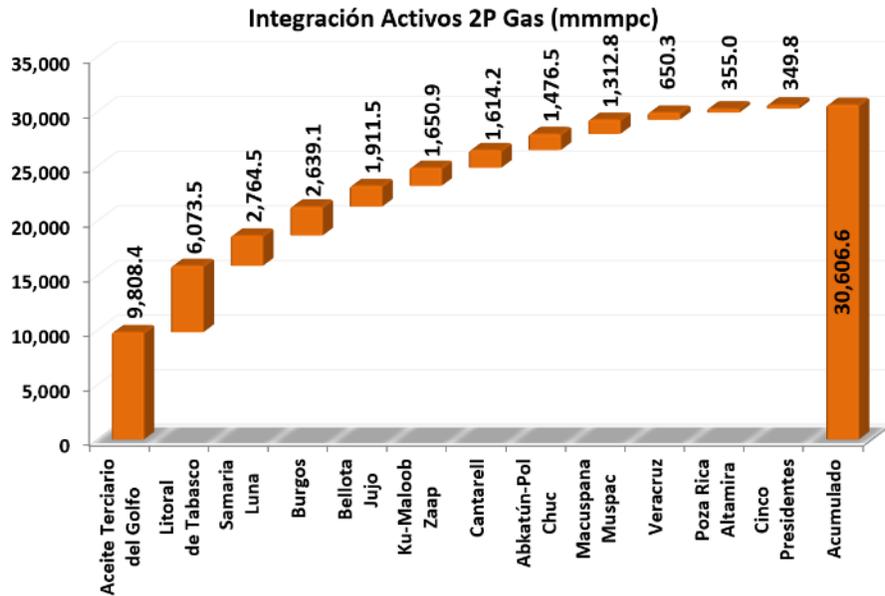
Gráfica 11. Integración de las reservas 2P de aceite (mmb) a nivel Activo



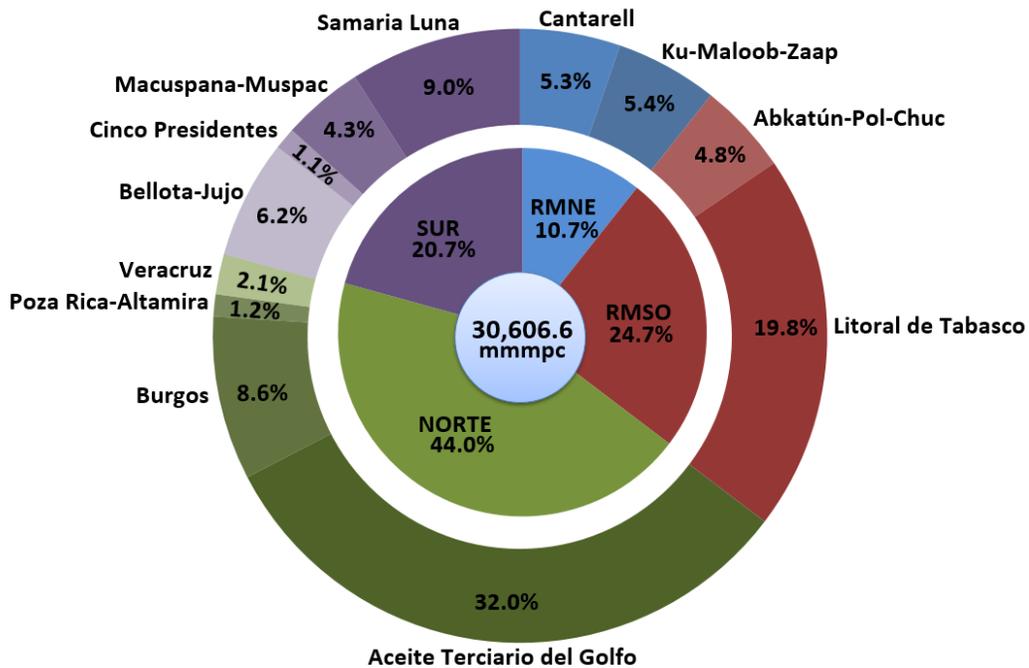
Gráfica 12. Distribución de reservas 2P de aceite por Región y Activo.

Integración de las reservas 2P de Gas por Activo

En las Gráficas 13 y 14 se puede observar que las reservas correspondientes a los Activos de Aceite Terciario del Golfo y Litoral de Tabasco, ocupan más del 50% de las reservas de gas 2P totales del país.



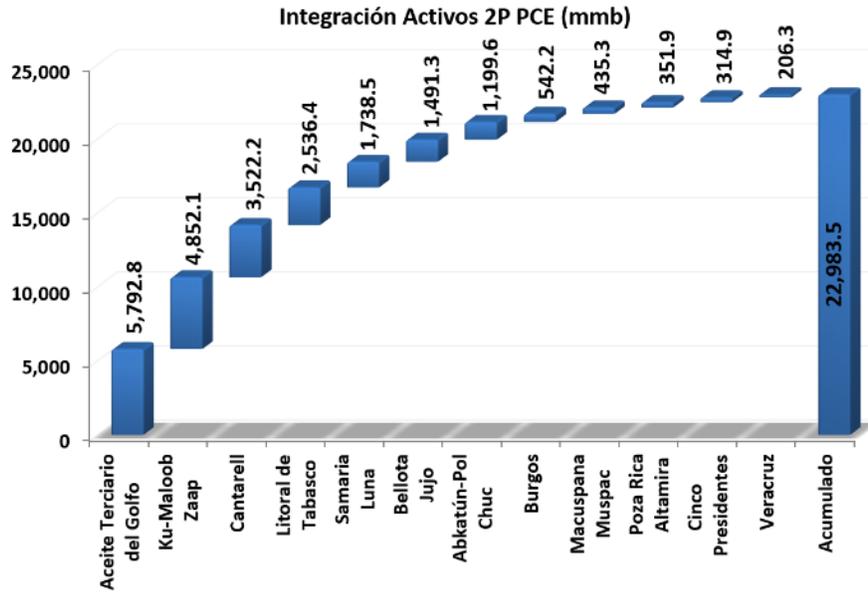
Gráfica 13. Integración de las reservas 2P de gas (mmmpc) a nivel Activo.



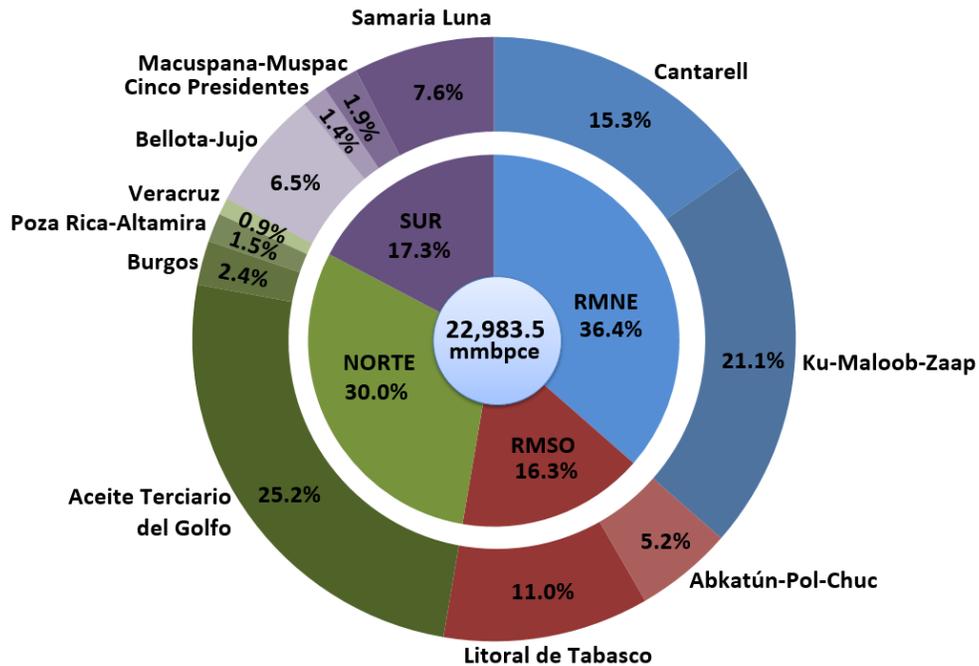
Gráfica 14. Distribución de reservas 2P de gas por Región y Activo.

Integración de las reservas 2P de petróleo crudo equivalente (PCE) por Activo

Para la categoría 2P en petróleo crudo equivalente, los Activos de Producción Aceite Terciario del Golfo, Ku-Maloob-Zaap y Cantarell, ocupan más del 60% de las reservas totales del país, de acuerdo a las Gráficas 15 y 16.



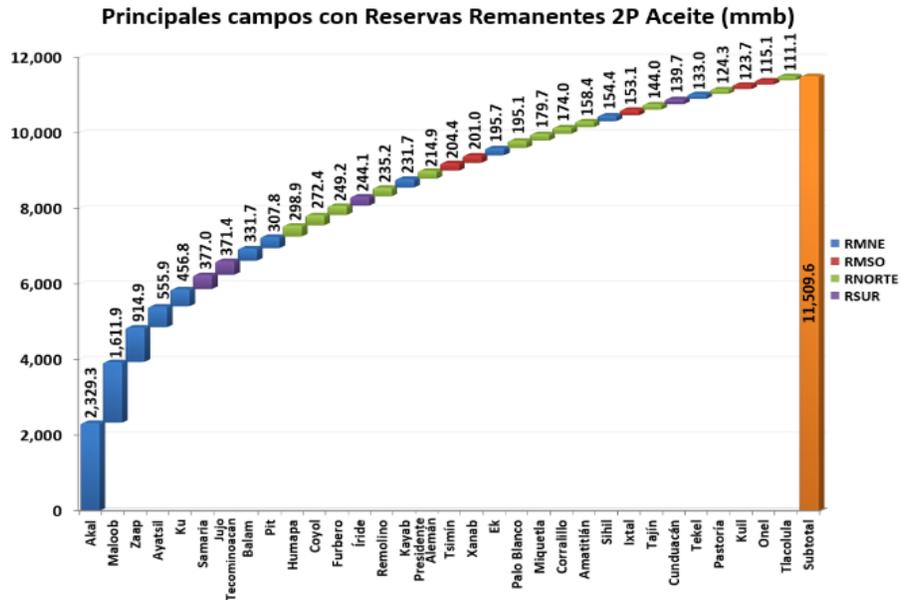
Gráfica 15. Integración de las reservas 2P de PCE (mmbpce) a nivel Activo



Gráfica 16. Distribución de reservas 2P de petróleo crudo equivalente por Región y Activo.

Integración de las reservas 2P de Aceite de los principales campos (mmb)

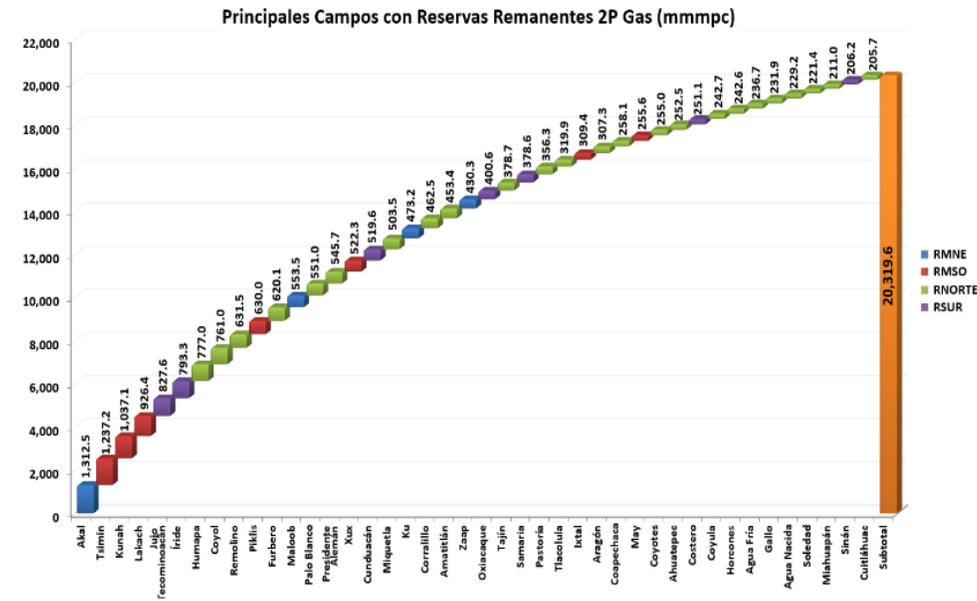
En la Gráfica 17 se pueden observar los campos que contribuyen casi en el 70% de las reservas de 2P de aceite; al igual que para la categoría 1P los campos pertenecientes a la Región Marina Noreste, son los que más contribuyen a esta proporción con 7,223.1 miles de millones de barriles, destacando los campos Akal, Maloob, Zaap, Ayatsil y Ku.



Gráfica 17. Integración de las reservas 2P Aceite de los principales campos (mmb)

Integración de las reservas 2P de Gas de los principales campos (mmmpc)

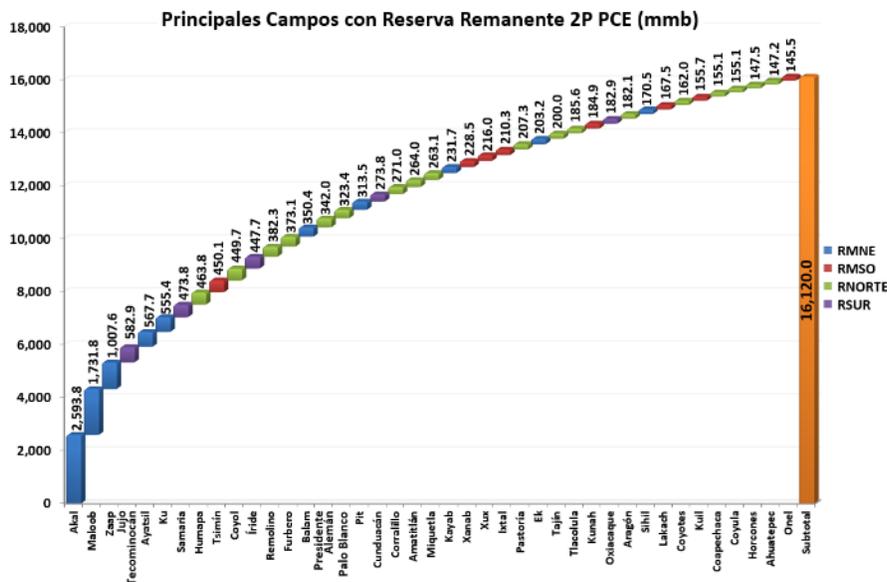
En la Gráfica 18 se pueden observar los campos principales que conforman casi el 70% de las reservas 2P de gas del país, se destaca el campo Akal de la Región Marina Noreste y algunos campos pertenecientes a la Región Marina Suroeste como Tsimin, Kunah y Lakach (gas no asociado), los últimos dos conllevan las complejidades técnica y económica de los campos de aguas profundas para la extracción.



Gráfica 18. Integración de los principales campos 2P Gas (mmmpc).

Integración de las reservas 2P de petróleo crudo equivalente (PCE) de los principales campos (mmbpce)

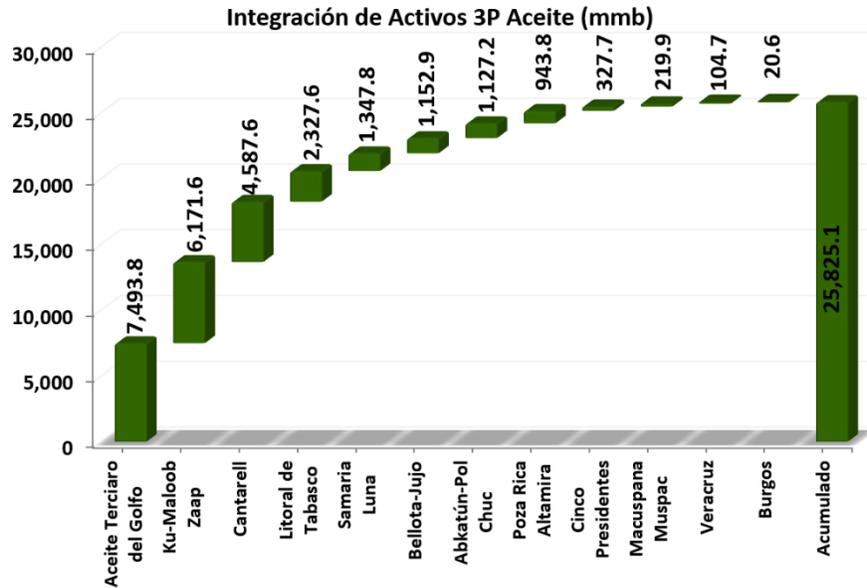
En la Gráfica 19 se pueden observar los campos que contribuyen con el 70% de las reservas de petróleo crudo equivalente (PCE) de la nación; asimismo cabe destacar que los campos pertenecientes a la Región Marina Noreste contribuyen con una porción de 7,725.6 miles de millones de barriles de los principales campos del país en la categoría 2P.



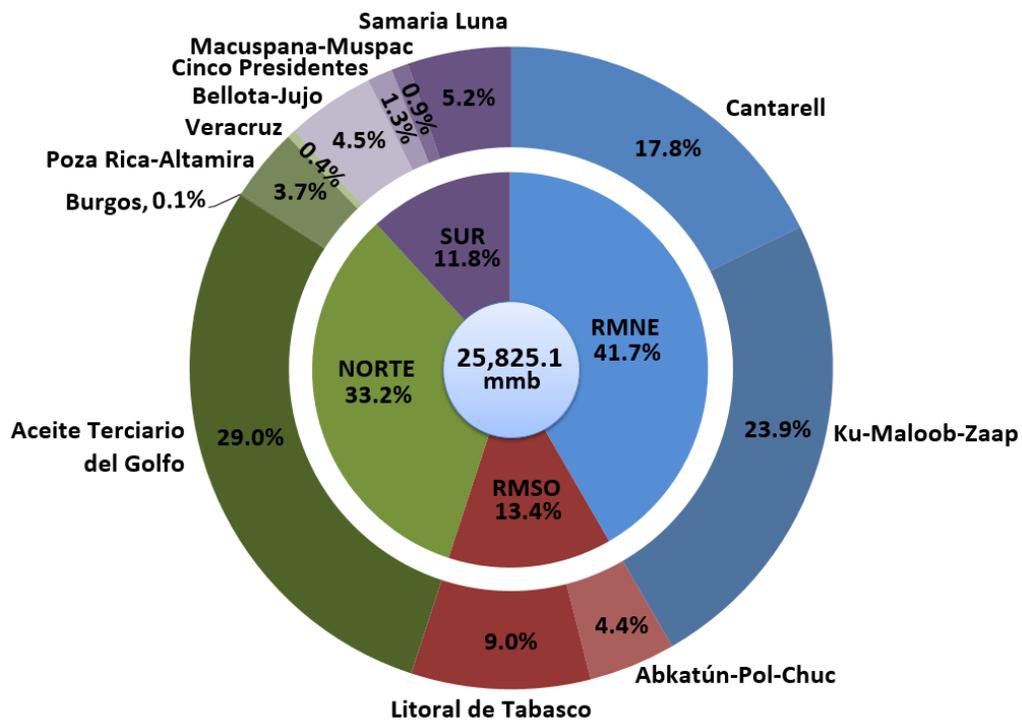
Gráfica 19. Integración de los principales campos 2P PCE (mmbpce).

Integración de las reservas 3P de Aceite por Activo

En las Gráficas 20 y 21 se observa que los Activos Aceite Terciario del Golfo, Ku-Maloob-Zaap y Cantarell representan 70% de las reservas de aceite totales del país en la categoría 3P.



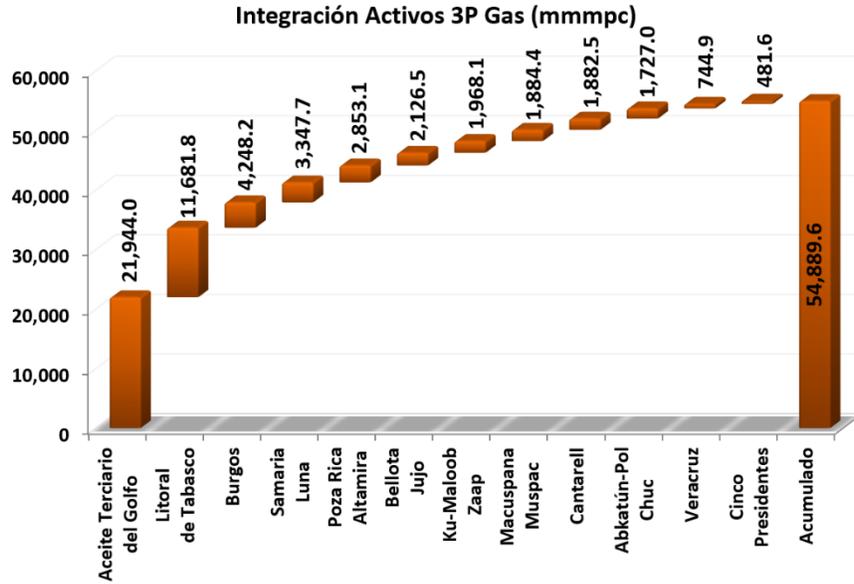
Gráfica 20. Integración de las reservas 3P de aceite (mmb) a nivel Activo



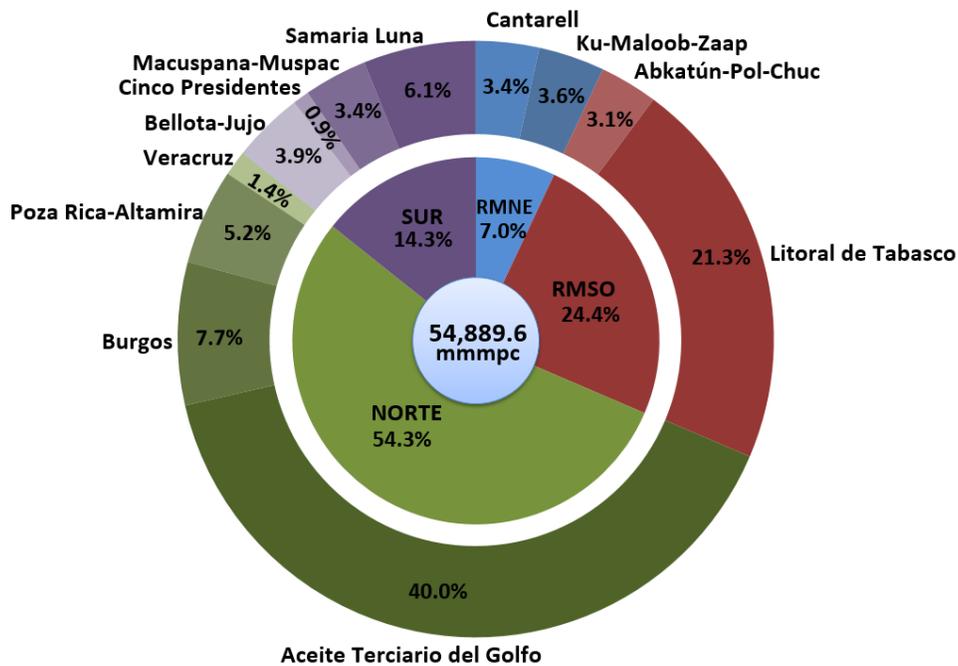
Gráfica 21. Distribución de reservas 3P de aceite por Región y Activo.

Integración de las reservas 3P de Gas por Activo

En las Gráficas 22 y 23 se puede observar que las reservas correspondientes a los Activos de Aceite Terciario del Golfo y Litoral de Tabasco, ocupan más del 60% de las reservas de gas 3P totales del país; de las cuales el 40% corresponden al Activo Aceite Terciario del Golfo.



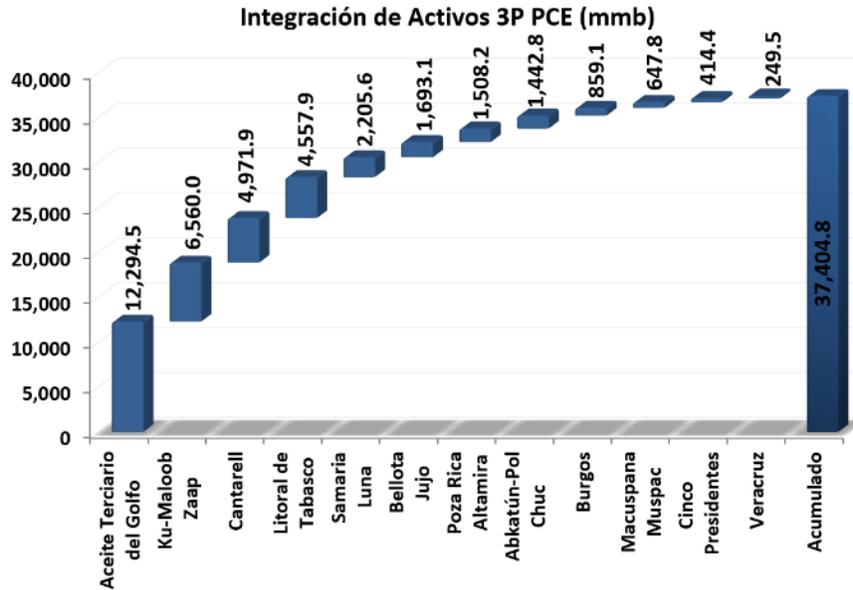
Gráfica 22. Integración de las reservas 3P de gas (mmmpc) a nivel Activo.



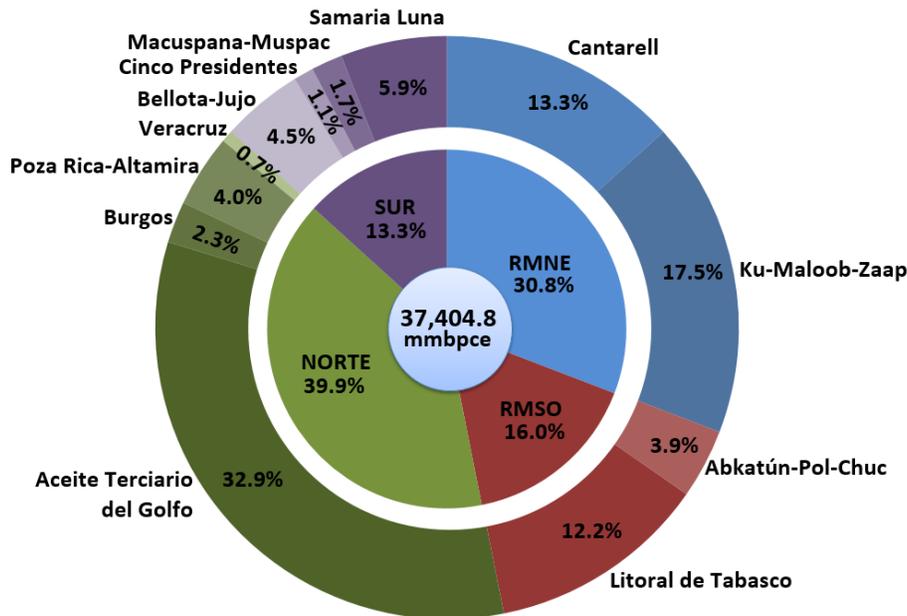
Gráfica 23. Distribución de reservas 3P de gas por Región y Activo.

Integración de las reservas 3P de petróleo crudo equivalente (PCE) por Activo

Para la categoría 3P en petróleo crudo equivalente, los Activos de Producción Aceite Terciario del Golfo, Ku-Maloob-Zaap y Cantarell, ocupan más del 60% de las reservas totales del país, de acuerdo a las Gráficas 24 y 25.



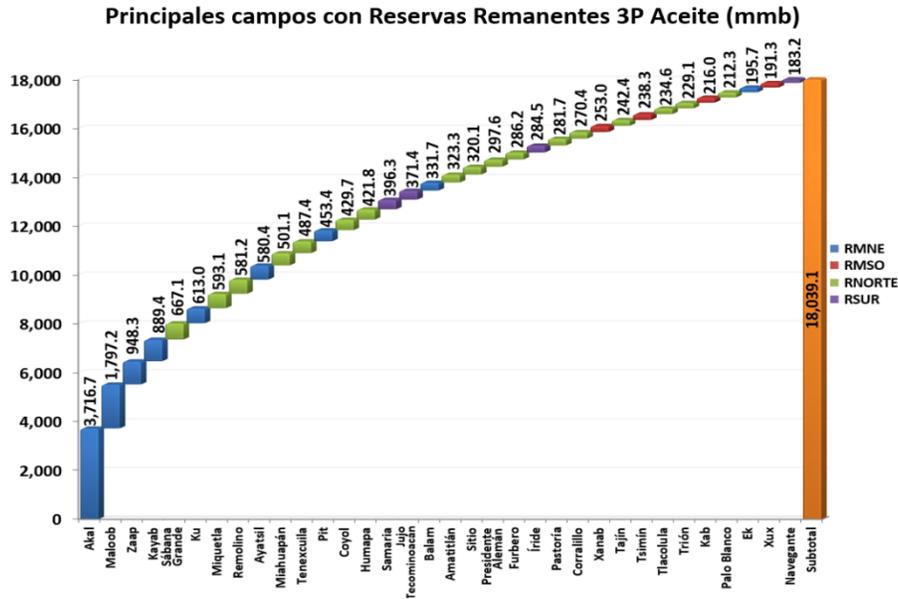
Gráfica 24. Integración de las reservas 3P de PCE (mmbpce) a nivel Activo



Gráfica 25. Distribución de reservas 3P de petróleo crudo equivalente por Región y Activo.

Integración de las reservas 3P de Aceite de los principales campos (mmb)

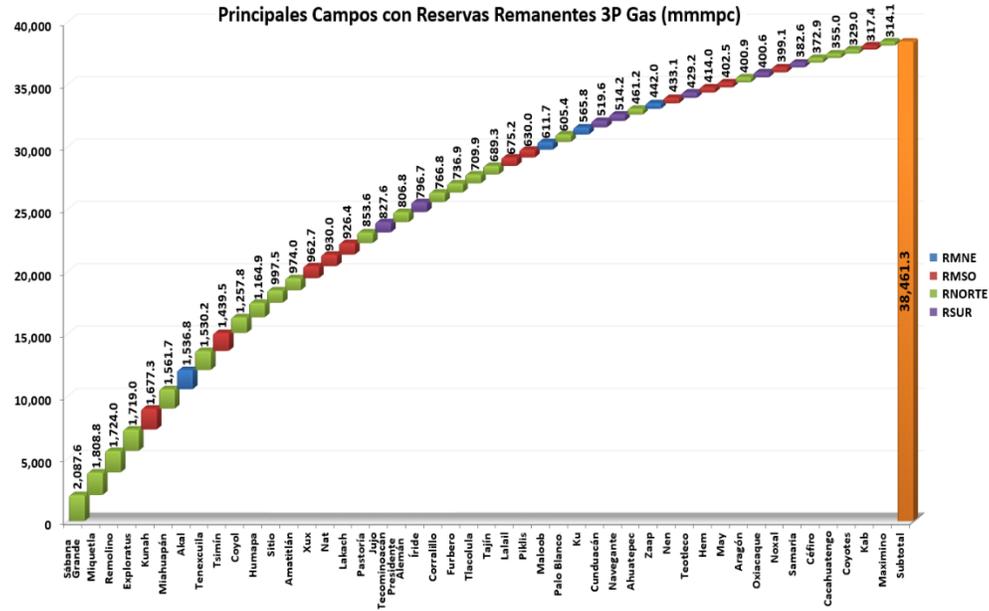
En la Gráfica 26 se pueden observar los campos que contribuyen con más del 50% de las reservas 3P de aceite del país; al igual que para la categoría 2P los campos pertenecientes a la Región Marina Noreste, son los que más contribuyen a esta proporción con 9,525.8 mmb, destacando los campos Akal, Maloob, Zaap, Ku y Ayatsil.



Gráfica 26. Integración de las reservas 3P Aceite de los principales campos (mmb)

Integración de las reservas 3P de Gas de los principales campos (mmpc)

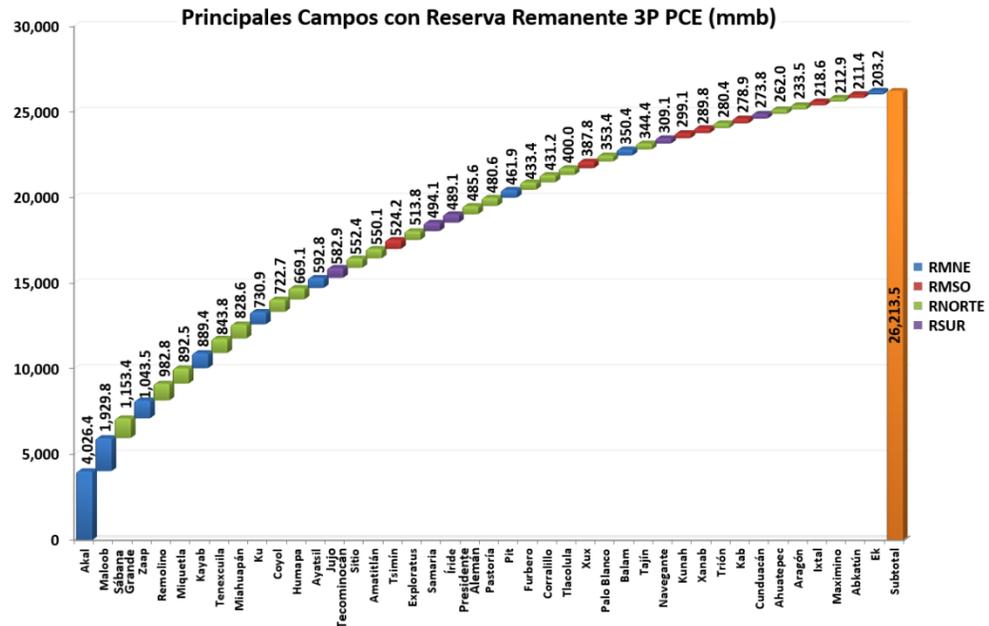
En la Gráfica 27 se muestran los campos principales que conforman casi el 70% de las reservas 3P de gas del país, se observa que la mayor aportación para esta categoría la conforman los campos de la Región Norte con una reserva de 22,227.3 mmpc; destacando los campos: Sábana Grande, Miquetla y Remolino, y de aguas profundas para la misma Región: Exploratus y Maximino.



Gráfica 27. Integración de los principales campos 3P Gas (mmpc).

Integración de las reservas 3P de petróleo crudo equivalente (PCE) de los principales campos (mmbpce)

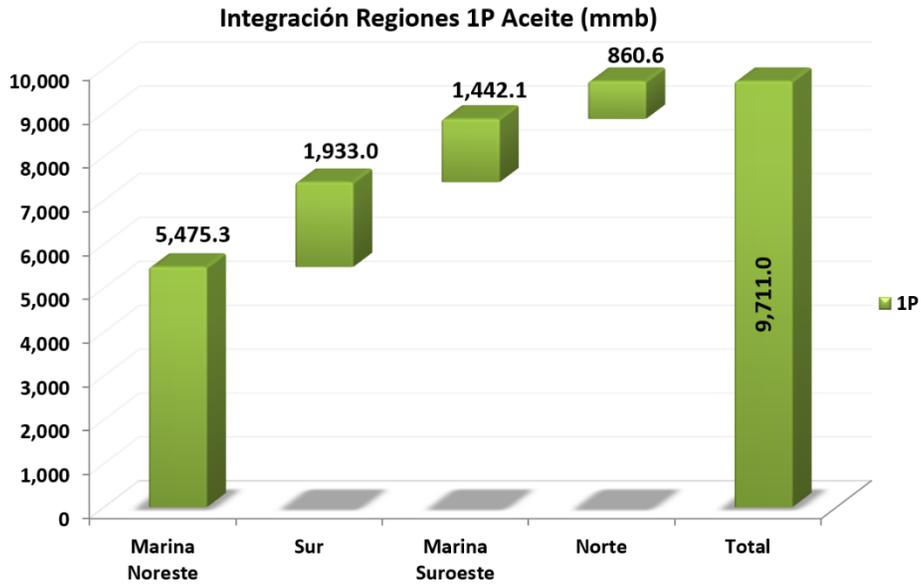
En la Gráfica 28 se pueden observar los campos que contribuyen con el 70% de la reservas de petróleo crudo equivalente (PCE) de la nación; asimismo cabe destacar que los campos pertenecientes a la Región Norte aportan 11,226.3 miles de millones de barriles, mientras que los campos de la Región Marina Noreste contribuyen con una porción de 10,228.3 miles de millones de barriles para la categoría 3P.



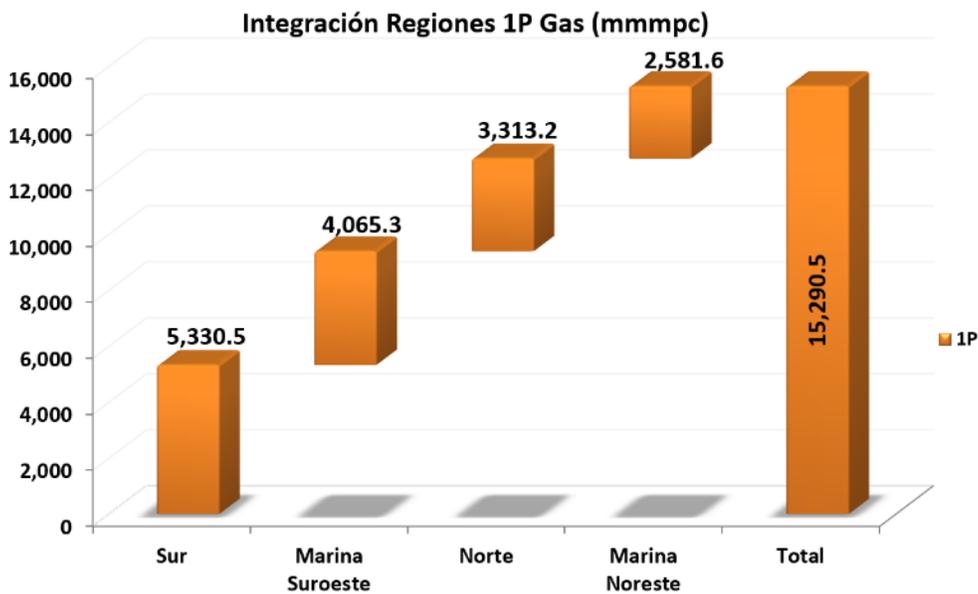
Gráfica 28. Integración de los principales campos 3P PCE (mmbpce).

Integración de las Reservas 1P por Región

En la Gráfica 29 se observa que las reservas correspondientes a la Región Marina Noreste representan más del 50% de las reservas probadas totales de aceite del país. Para el caso del gas en la misma categoría, de la Gráfica 30; la Región Sur y Marina Suroeste contribuyen casi con más del 60%, mientras que las Regiones Norte y Marina Noreste representan casi el 40% de total de gas del país.

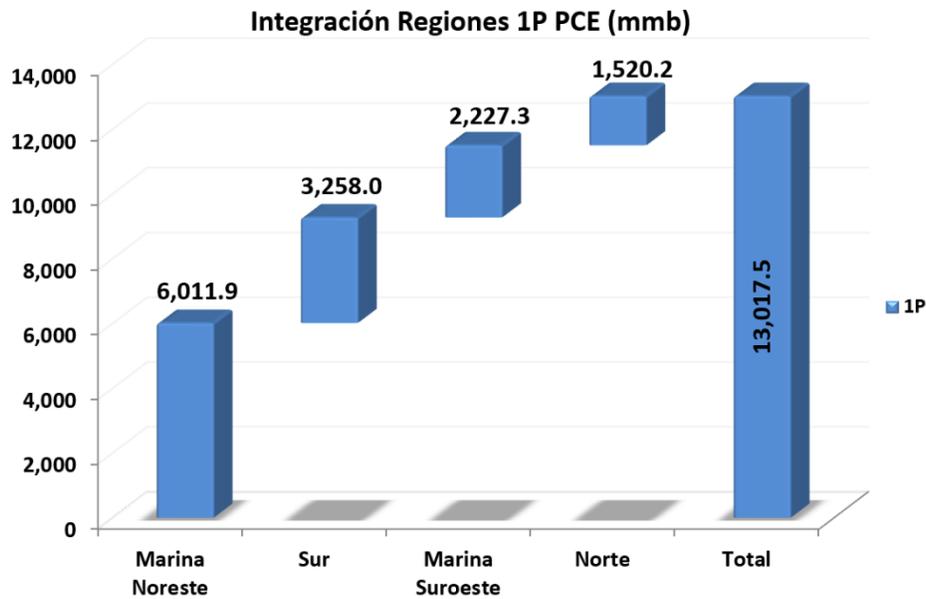


Grafica 29. Integración de las reservas 1P de aceite por Región (mmb)



Grafica 30. Integración de las reservas 1P de gas por Región (mmmpc)

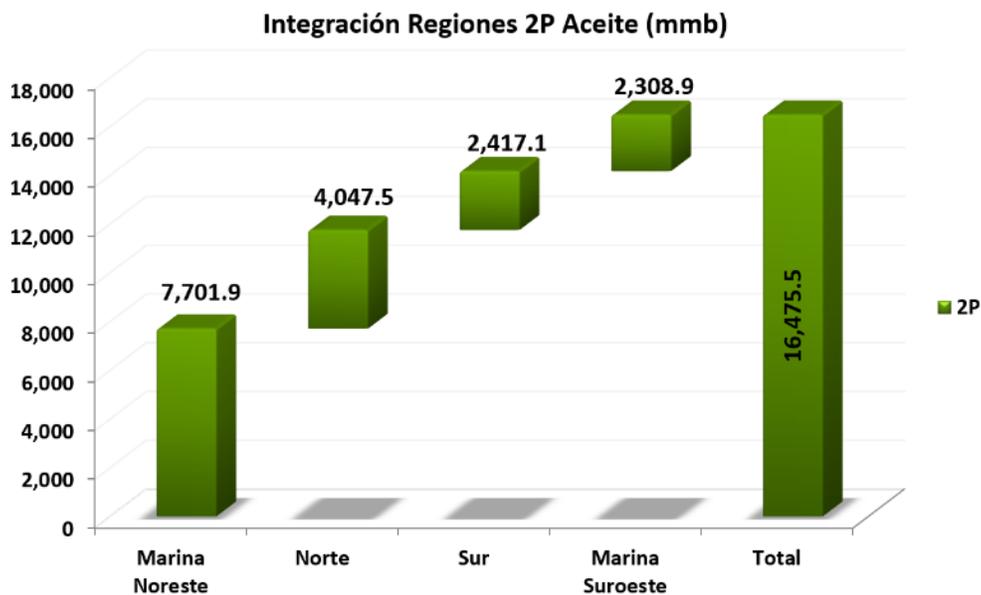
Para el producto petróleo crudo equivalente, la distribución es similar a la del aceite, como se indica en la Gráfica 31.



Grafica 31. Integración de las reservas 1P de petróleo crudo equivalente por Región (mmbpce)

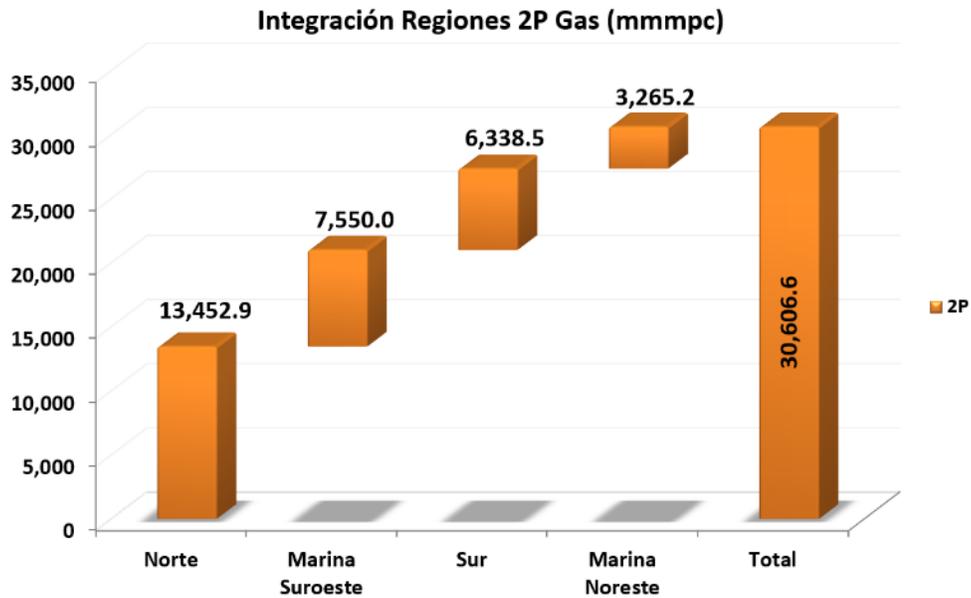
Integración de las Reservas 2P por Región

En la categoría 2P, la Región Marina Noreste continúa como la Región con mayor reserva de aceite con casi el 50%, pero a diferencia de la categoría 1P; la segunda mayor reserva se encuentra en la Región Norte (alrededor del 25%), como se muestra en la Gráfica 32.

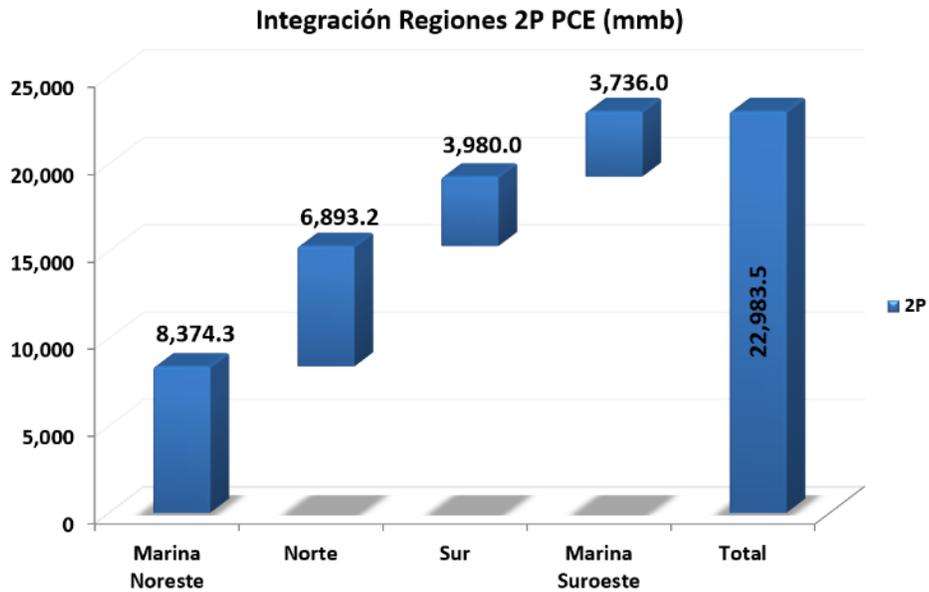


Grafica 32. Integración de las reservas 2P de aceite por Región (mmb)

Para esta categoría, el mayor volumen de gas se encuentra en las Regiones Norte y Marina Suroeste, que en conjunto tienen casi el 70% de las reservas totales del país (Gráfica 33). Por otro lado, las reservas 2P de petróleo crudo equivalente se distribuyen como se muestra en la Gráfica 34, siendo la Región Marina Noreste con más del 30%, la que cuenta con la mayor reserva para esta categoría, seguida de la Región Norte.



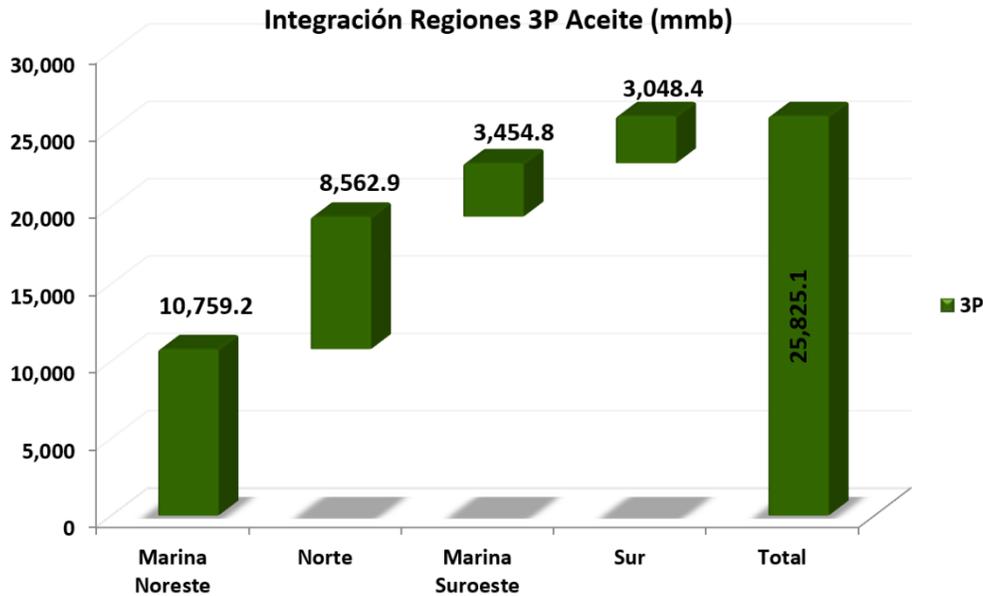
Gráfica 33. Integración de las reservas 2P de gas por Región (mmpc)



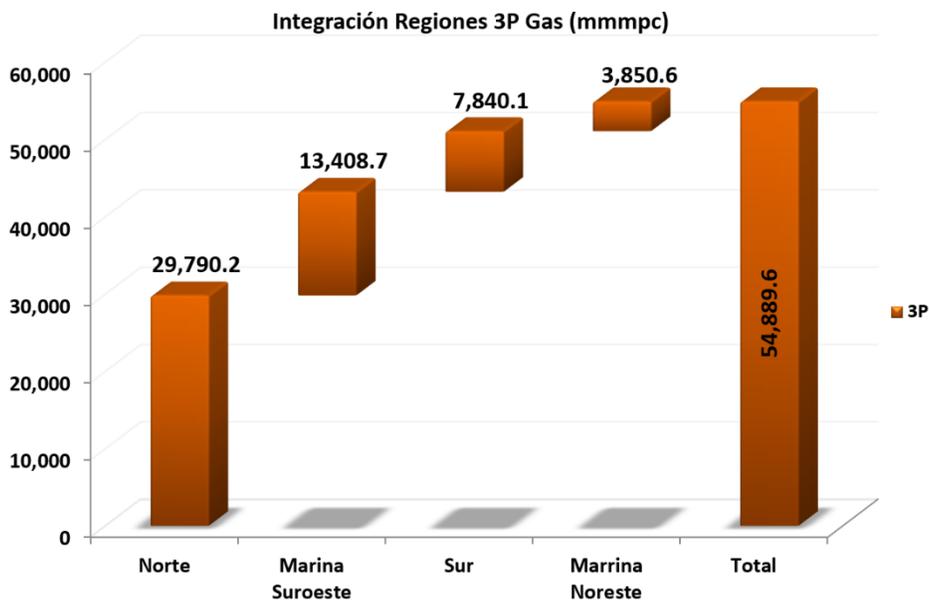
Gráfica 34. Integración de las reservas 2P de petróleo crudo equivalente por Región (mmbpc)

Integración de las Reservas 3P por Región

Para las reservas 3P de aceite, la distribución por región queda como se indica en la Gráfica 35, la Región Marina Noreste con más del 40% de la cifra total del país, la Región Norte con más del 30% y las Regiones Marina Suroeste y Sur con el 13% y 12%, respectivamente. Las reservas de gas para esta categoría (Gráfica 36) muestran que la Región Norte concentra más del 50% de las reservas totales.

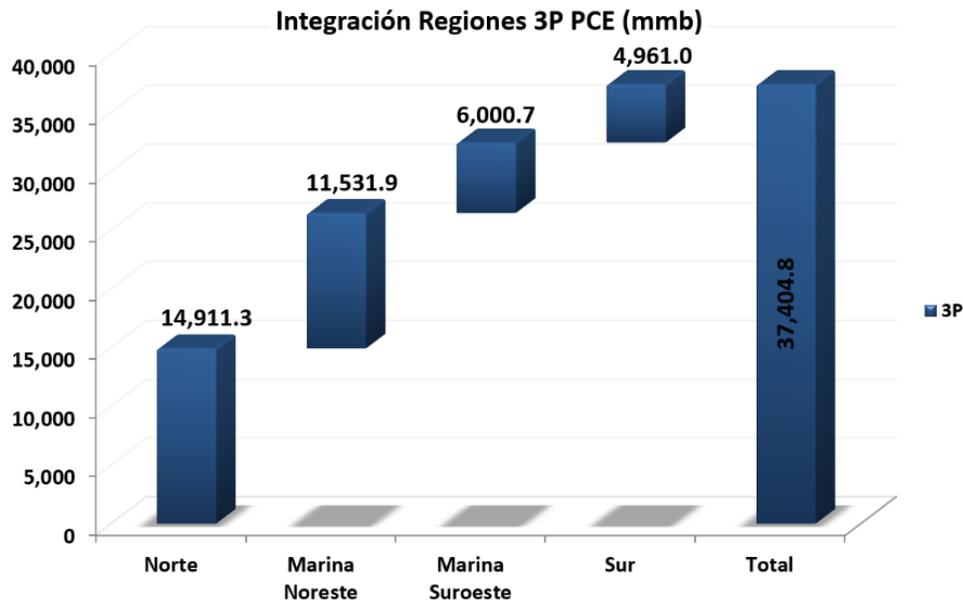


Gráfica 35. Integración de las reservas 3P de aceite por Región (mmb)



Gráfica 36. Integración de las reservas 3P de gas por Región (mmmpc)

Las reservas 3P de petróleo crudo equivalente, correspondientes a las Regiones Norte y Marina Noreste, representa el 70% de las reservas totales del país, como se observa en la Gráfica 37.



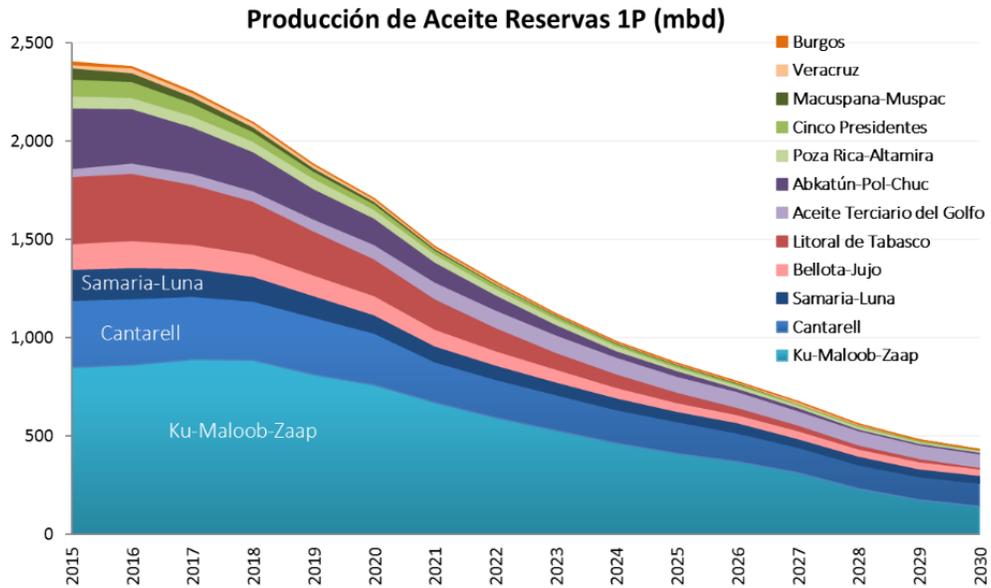
Gráfica 37. Integración de las reservas 3P de petróleo crudo equivalente por Región (mmbpce)

Perfiles de Producción de reservas

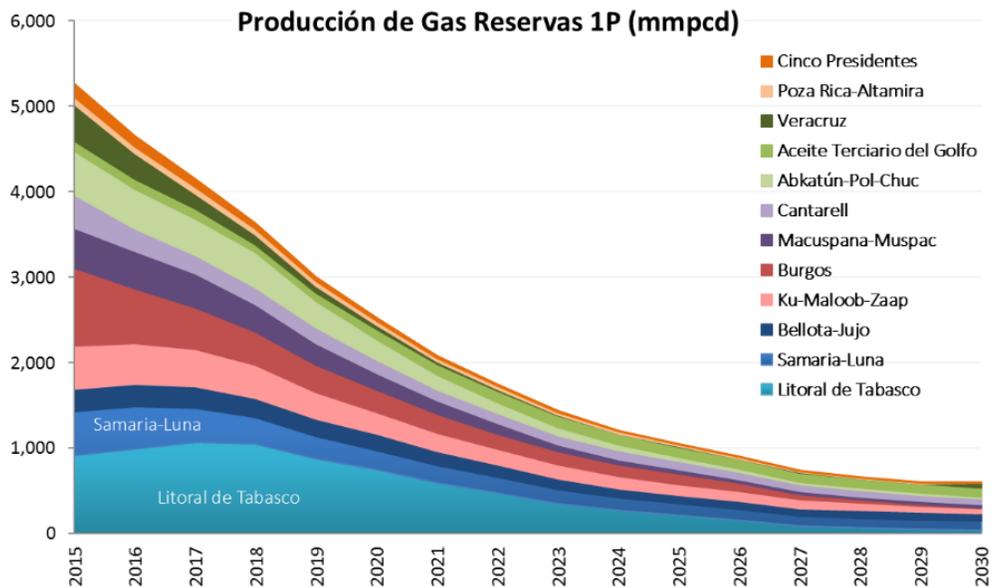
Los perfiles de producción de las reservas representan la estimación de producción para un horizonte dado, basada en los planes previstos para obtener la mayor recuperación, con el mayor beneficio. De acuerdo a la información presentada por PEMEX en este ciclo de reservas, la producción promedio anual de aceite en el año 2015 será aproximadamente 2,401 mil barriles por día para la categoría 1P (Gráfica 38), para el gas considera 5,262 millones de pies cúbicos diarios (Gráfica 39).

Para el caso de las categoría 2P de aceite y gas; los Activos de las Regiones Marinas son los principales aportadores en los primeros años del perfil, teniendo un máximo promedio anual de 2,575 mil barriles por día y 1,979 millones de pies cúbicos por día para el aceite y gas, respectivamente; a partir del año 2020 inicia su declinación continua, mientras que el Activo Aceite Terciario del Golfo contribuye con un volumen importante de producción hacia el final del perfil, como se observa en las Gráficas 40 y 41.

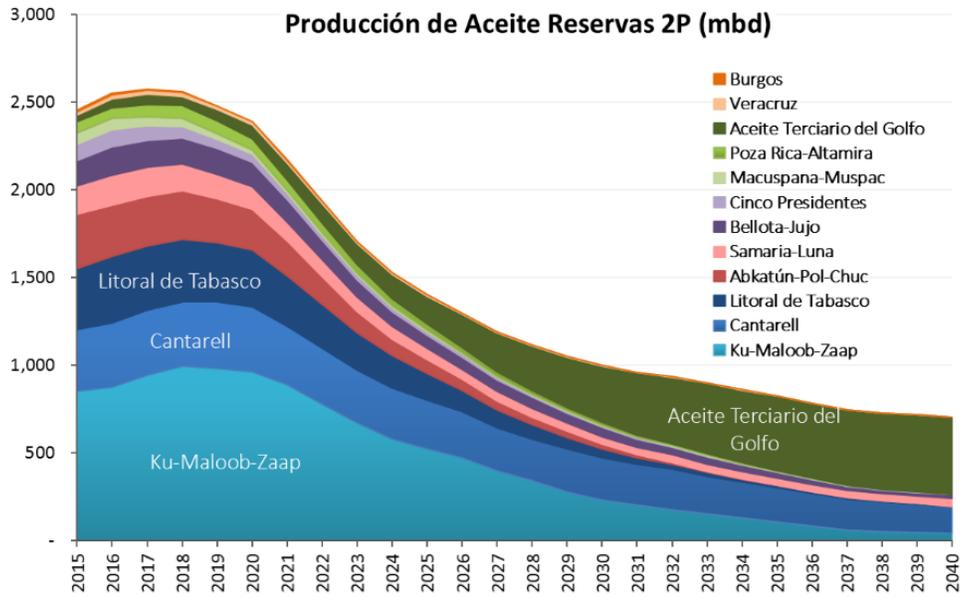
Para la categoría 3P el perfil de producción anual promedio máxima alcanza valores de 2,899 mil barriles por día para aceite y 2,024 millones de pies cúbicos por día para el gas, en los primeros 6 años, posteriormente continua la tendencia de la categoría 2P, donde se estima que el Activo Aceite terciario del Golfo será el principal contribuyente de reservas del país a partir del año 2027, de acuerdo con las Gráficas 42 y 43.



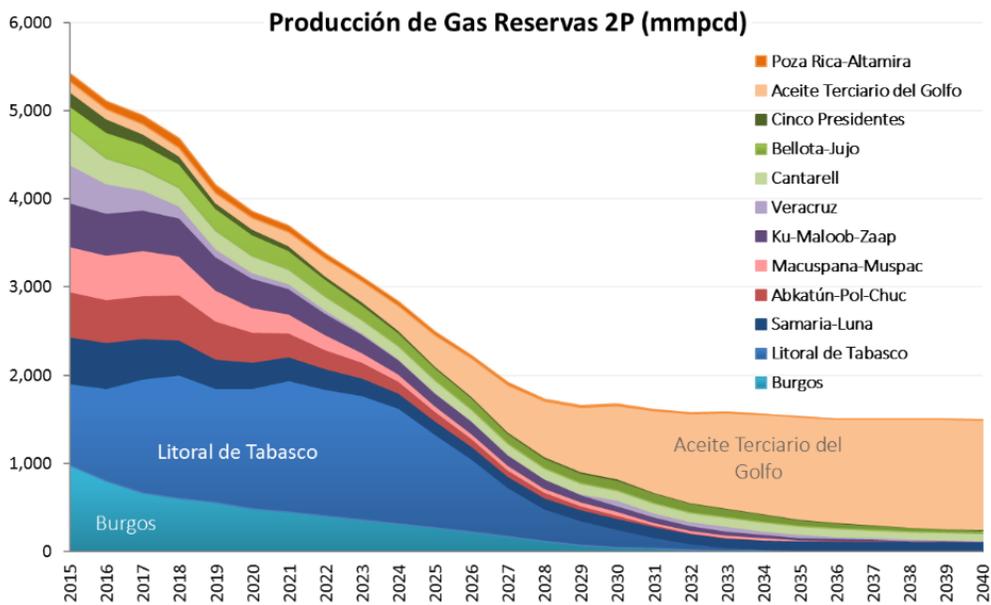
Gráfica 38. Perfiles de producción de las reservas 1P de aceite (mbd).



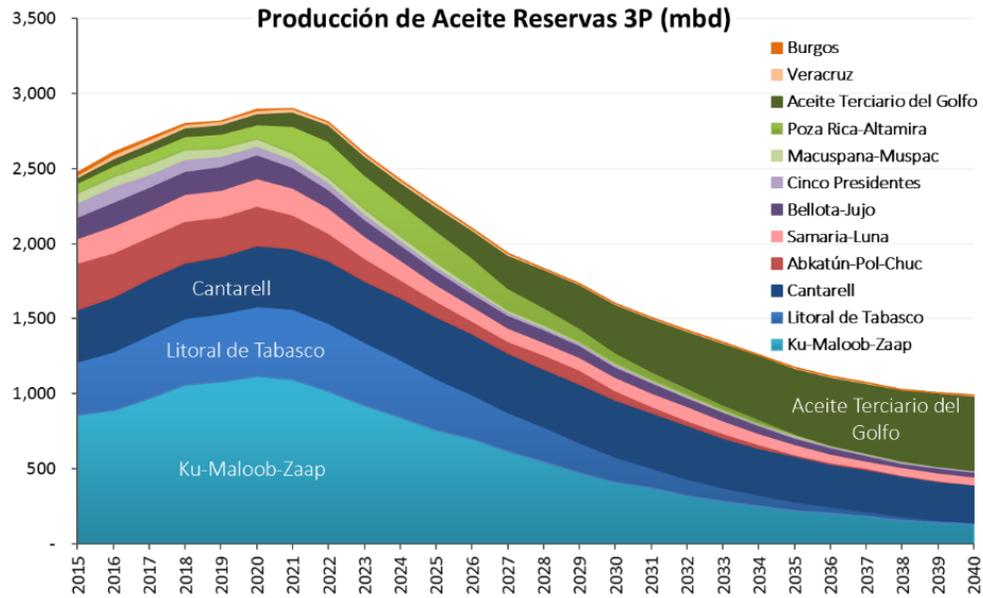
Gráfica 39. Perfiles de producción de las reservas 1P de gas (mmpcd).



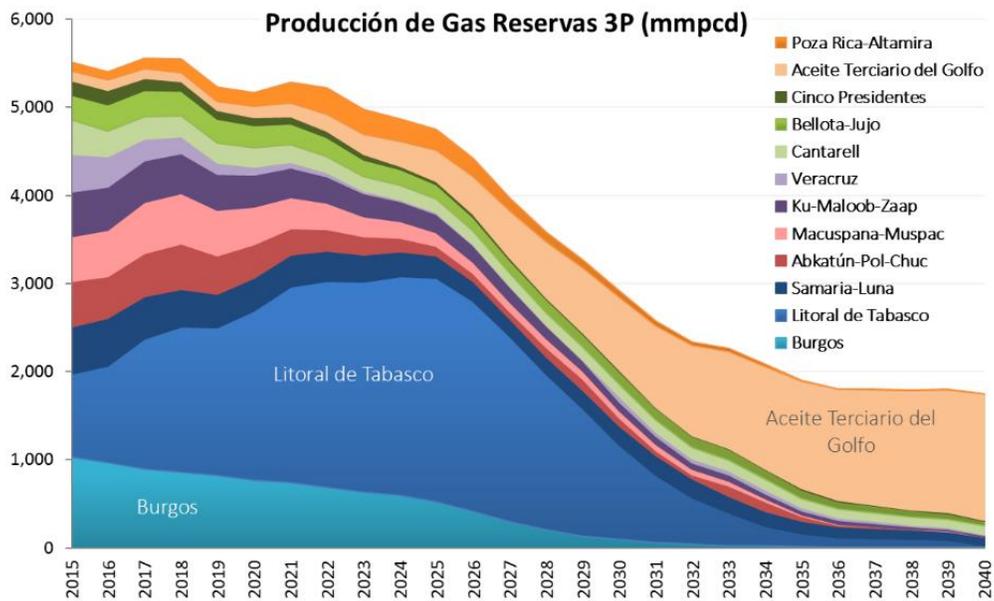
Gráfica 40. Perfiles de producción de las reservas 2P de aceite (mbd).



Gráfica 41. Perfiles de producción de las reservas 2P de gas (mmpcd).



Gráfica 42. Perfiles de producción de las reservas 3P de aceite (mbd).



Gráfica 43. Perfiles de producción de las reservas 3P de gas (mmpcd).

Reservas de los componentes del Barril de Petróleo Crudo Equivalente

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.

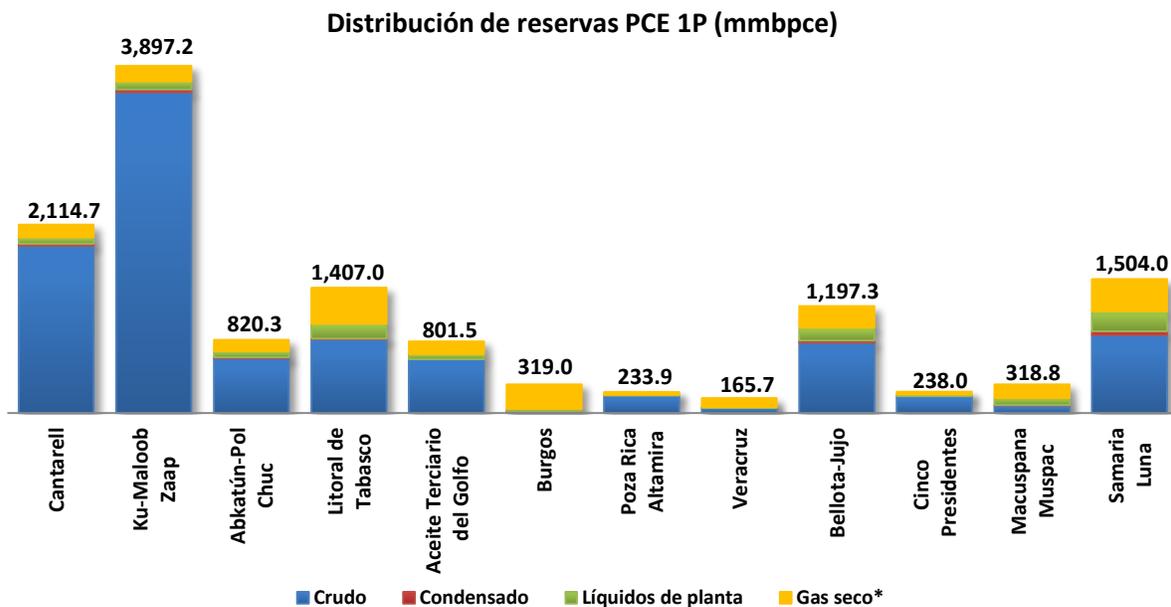
El proceso del gas continúa dentro de las plantas petro-químicas, en donde es sometido a diversos tratamientos, los cuales eliminan los compuestos no hidrocarburos y se extraen licuables o líquidos de planta. Esta nueva reducción en el volumen del gas es conceptualizada a través del encogimiento por 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 6 y la Gráfica 44, para la categoría 1P; la Tabla 7 y la Gráfica 45 para la categoría 2P y la Tabla 8 y Gráfica 46 para la categoría 3P.

Tabla 6. Cifras de reservas de los componentes del Barril de Petróleo Crudo Equivalente para las reservas Probadas.

	Reservas 1P				
	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
Abkatún-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
Samaría-Luna	1,504.0	875.2	41.1	221.4	366.3

*Gas seco equivalente a líquido (mmbpce)

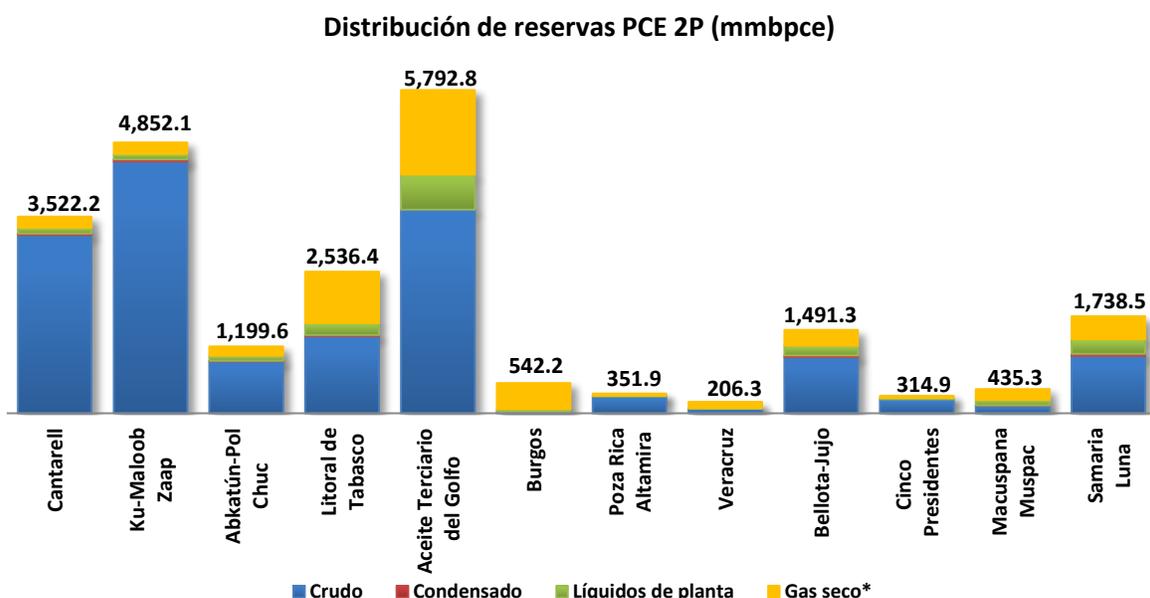


Gráfica 44. Distribución de los componentes de petróleo crudo equivalente por activo (mmbpce)

Tabla 7. Cifras de reservas de los componentes del Barril de Petróleo Crudo Equivalente para las reservas 2P.

Reservas 2P					
	Petróleo crudo equivalente mmbpce	Crudo mmb	Condensado mmb	Líquidos de planta mmb	Gas seco* mmbpce
Nacional	22,983.5	16,475.5	199.7	1,731.2	4,577.2
Región Marina Noreste	8,374.3	7,701.9	65.6	200.3	406.5
Cantarell	3,522.2	3,191.8	29.6	98.8	202.1
Ku-Maloob-Zaap	4,852.1	4,510.1	36.0	101.5	204.4
Región Marina Suroeste	3,736.0	2,308.9	36.2	301.7	1,089.2
Abkatún-Pol-Chuc	1,199.6	928.0	15.0	88.3	168.3
Litoral de Tabasco	2,536.4	1,380.9	21.3	213.4	920.8
Región Norte	6,893.2	4,047.5	17.8	683.4	2,144.5
Aceite Terciario del Golfo	5,792.8	3,650.3	0.0	624.3	1,518.2
Burgos	542.2	12.7	16.7	41.9	470.8
Poza Rica-Altamira	351.9	303.7	0.0	9.3	38.9
Veracruz	206.3	80.8	1.1	7.8	116.5
Región Sur	3,980.0	2,417.1	80.0	545.8	937.1
Bellota-Jujo	1,491.3	1,005.2	29.5	172.1	284.5
Cinco Presidentes	314.9	249.9	0.0	24.7	40.3
Macuspana-Muspac	435.3	138.5	6.5	96.3	194.0
Samaría-Luna	1,738.5	1,023.5	44.0	252.8	418.2

*Gas seco equivalente a líquido (mmbpce)

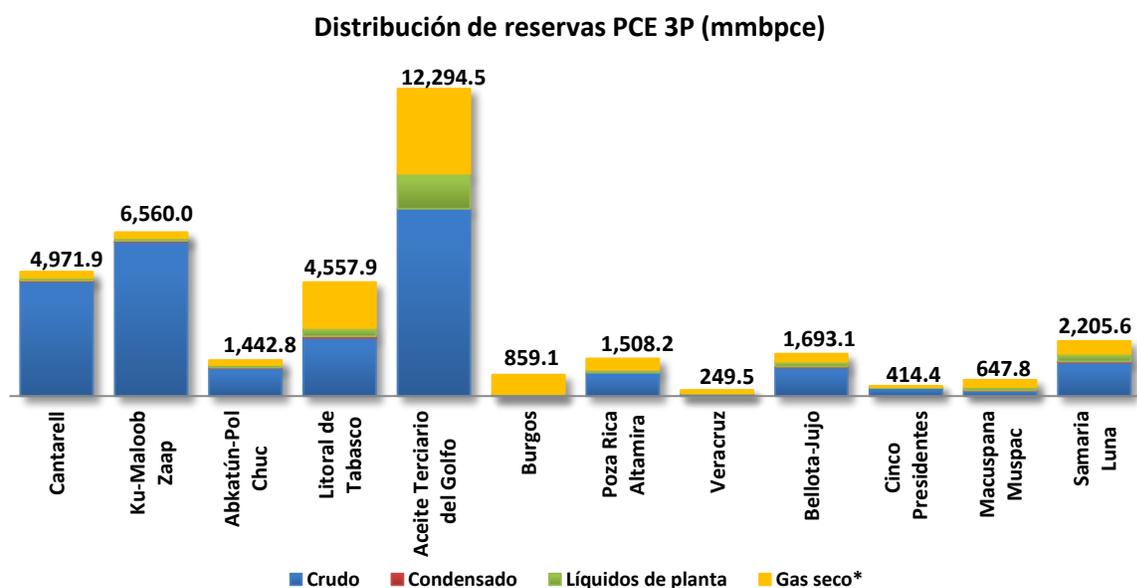


Gráfica 44. Distribución de los componentes de petróleo crudo equivalente por activo (mmbpce)

Tabla 8. Cifras de reservas de los componentes del Barril de Petróleo Crudo Equivalente para las reservas 3P.

	Reservas 3P				
	Petróleo crudo equivalente mmbpce	Crudo mmb	Condensado mmb	Líquidos de planta mmb	Gas seco* mmbpce
Nacional	37,404.8	25,825.1	260.2	2,914.7	8,404.8
Región Marina Noreste	11,531.9	10,759.2	73.9	228.2	470.7
Cantarell	4,971.9	4,587.6	33.4	112.7	238.2
Ku-Maloob-Zaap	6,560.0	6,171.6	40.5	115.4	232.5
Región Marina Suroeste	6,000.7	3,454.8	79.5	434.0	2,032.4
Abkatún-Pol-Chuc	1,442.8	1,127.2	17.4	102.6	195.6
Litoral de Tabasco	4,557.9	2,327.6	62.1	331.3	1,836.8
Región Norte	14,911.3	8,562.9	21.6	1,581.1	4,745.7
Aceite Terciario del Golfo	12,294.5	7,493.8	0.0	1,398.9	3,401.8
Burgos	859.1	20.6	20.2	56.0	762.2
Poza Rica-Altamira	1,508.2	943.8	0.0	116.4	448.0
Veracruz	249.5	104.7	1.4	9.8	133.6
Región Sur	4,961.0	3,048.4	85.1	671.5	1,156.0
Bellota-Jujo	1,693.1	1,152.9	32.6	190.7	316.9
Cinco Presidentes	414.4	327.7	0.0	33.0	53.7
Macuspana-Muspac	647.8	219.9	8.0	141.4	278.5
Samaría-Luna	2,205.6	1,347.8	44.5	306.4	506.9

*Gas seco equivalente a líquido (mmbpce)



Gráfica 45. Distribución de los componentes de petróleo crudo equivalente por activo (mmbpce)

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.

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:

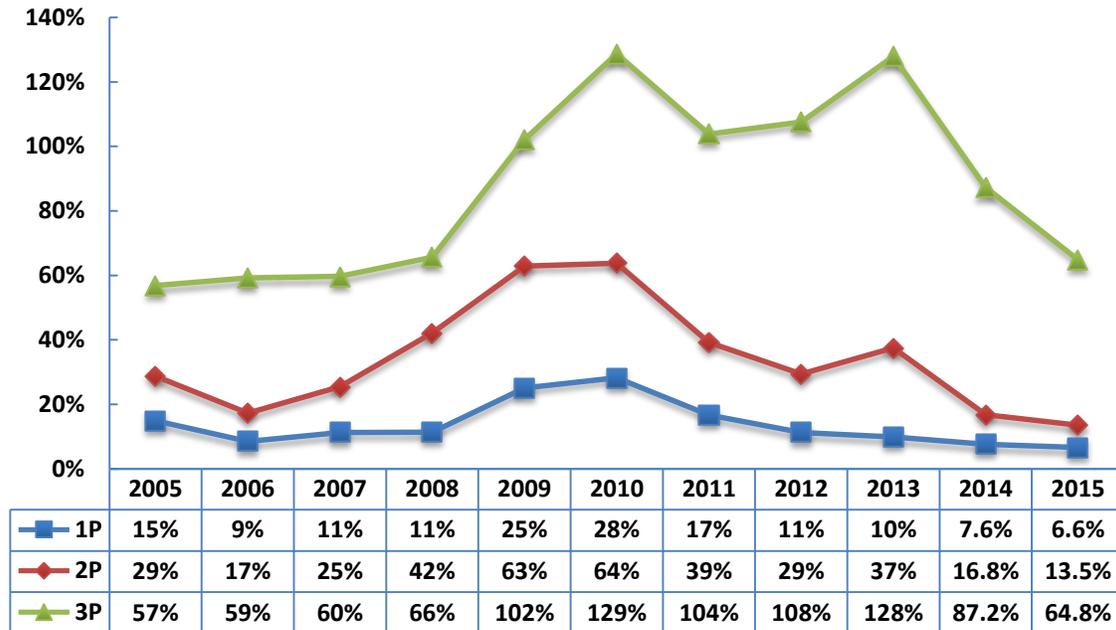
$$TR_{Descubrimientos} = \frac{\text{Incorporación}}{\text{Producción}} \times 100$$

En la Tabla 9 se muestra la tasa de restitución por descubrimientos de los últimos 5 años, para cada producto y categoría reportados, mientras que en la Gráfica 46 se presenta en petróleo crudo equivalente y para los últimos 10 años.

Tabla 9. Tasa de Restitución por Descubrimientos a nivel Nacional

	Aceite			Gas			PCE		
	1P	2P	3P	1P	2P	3P	1P	2P	3P
2011	15%	38%	93%	18%	35%	106%	17%	39%	104%
2012	12%	32%	109%	7%	18%	89%	11%	29%	108%
2013	10%	20%	91%	9%	65%	174%	10%	37%	128%
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%

Tasa restitución por Descubrimientos Nacional PCE



Gráfica 46. Tasa de restitución de reservas 1P, 2P y 3P por Descubrimientos a nivel Nacional en PCE*

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

De acuerdo con la información presentada por PEMEX, la tasa de restitución por descubrimientos a nivel 1P, 2P y 3P en petróleo crudo equivalente, por segundo año consecutivo no alcanzó la restitución al 100% en las categorías mencionadas, en el caso de las incorporaciones a nivel 3P, los pozos programados para el año anterior en aguas profundas Vasto-1, Yoka-1 y Lakmay-1 no incorporaron reservas, lo cual afectó la estimación de la tasa de restitución por descubrimientos al 1 de enero de 2015; adicionalmente se reportan cifras menores de incorporación históricamente producto de la actividad exploratoria, para el caso de la categoría de reservas 3P la incorporación fue igual a 837.1 mmbpce, para la incorporación de reservas 2P fue igual 174.1 mmbpce y la incorporación de reservas probadas (1P) igual a 85.2 mmbpce, teniendo en cuenta que la producción promedio fue menor para el último año en comparación con el 2013, la cual pasó de 1,333 mmbpce a 1,291 mmbpce; en este periodo se presenta la menor cifra de incorporación en la categoría 1P en 10 años, lo cual se ve reflejado en el comportamiento de la Gráfica 46.

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:

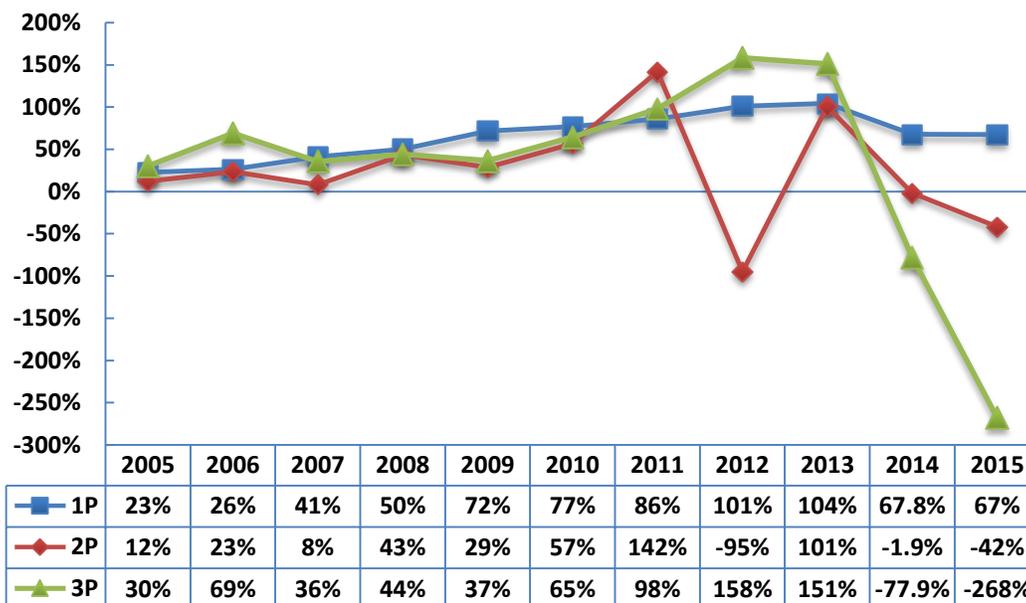
$$TR_{Integral} = \frac{Incorporación \pm Delimitación \pm Desarrollo \pm Revisiones}{Producción} \times 100$$

En la Tabla 10 se presenta los valores de la tasa de restitución integral para los últimos 5 años y la Gráfica 47, se presenta el análisis para los últimos 10 años; para cada producto y categoría de reserva.

Tabla 10. Tasa de Restitución Integral a nivel Nacional

	Aceite			Gas			PCE		
	1P	2P	3P	1P	2P	3P	1P	2P	3P
2011	72%	149%	104%	120%	128%	101%	86%	142%	98%
2012	85%	-150%	108%	96%	-41%	116%	101%	-95%	158%
2013	105%	95%	122%	94%	103%	168%	104%	101%	151%
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%

Tasa de Restitución Integral PCE Nacional



Gráfica 47. Tasa de restitución de reservas 1P, 2P y 3P Integral a nivel Nacional en PCE*

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

De acuerdo a la información presentada por Pemex, la tasa de restitución integral a nivel 1P, 2P y 3P en petróleo crudo equivalente, por segundo año consecutivo no alcanzó la restitución del 100% en la categorías mencionadas, lo anterior es debido a la baja incorporación de reservas producto de la actividad exploratoria, la disminución en el desarrollo, la delimitación de yacimientos y revisiones de los campos, la actualización de los modelos estáticos y dinámicos en las regiones Marinas con nueva información de los pozos perforados, así como el comportamiento de la producción y la presencia de agua en los campos de la Región Sur, aunado a la poca actividad de desarrollo en la Región Norte y el ajuste de las reservas posibles del Activo Aceite Terciario del Golfo; originado por los resultados de las pruebas piloto de inyección de agua en los campos Agua Fría y Furbero.

Lo anterior generó una disminución en la estimación de la tasa de restitución integral. En las Gráficas 48, 49 y 50 se presentan el análisis del balance de las reservas para las categorías 1P, 2P y 3P en petróleo crudo equivalente, en mayor detalle para los elementos que contribuyen a la estimación de la tasa de restitución integral al 1 de enero de 2015, adicionalmente se muestra el cálculo para las reservas al 1 de enero de 2014.

Balance de reservas 1P (mmbpce) 2015



Tasa de restitución integral 1P

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

Tasa de restitución Descubrimientos 1P

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

Balance de reservas 1P (mmbpce) 2014



Tasa de restitución integral 1P

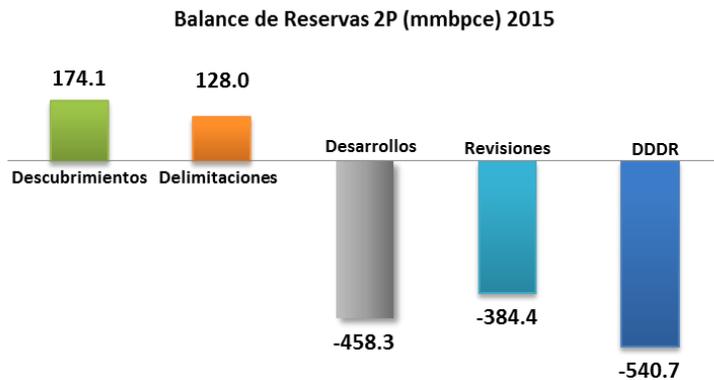
$$\frac{DDDR}{Prod\ 2013} = \frac{903.4}{1,333.2} = 67.8\%$$

Tasa de restitución Descubrimientos 1P

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

Grafica 48. Balance de reservas 1P al 1 de enero de 2015 y al 1 de enero de 2014.

Para el caso de las reservas probadas , la incorporación a éstas, 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), generó un impacto la estimación de la tasa de restitución quedando por debajo del 100% por segundo año consecutivo.

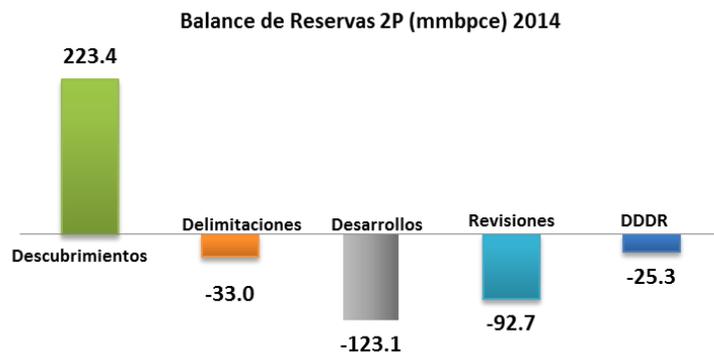


Tasa de restitución integral 2P

$$\frac{DDDR}{Prod\ 2014} = \frac{-540.7}{1,291.4} = -41.9\%$$

Tasa de restitución Descubrimientos 2P

$$\frac{Descubrimientos}{Prod\ 2014} = \frac{174.1}{1,291.4} = 13.5\%$$



Tasa de restitución integral 2P

$$\frac{DDDR}{Prod\ 2013} = \frac{-25.3}{1,333.2} = -1.9\%$$

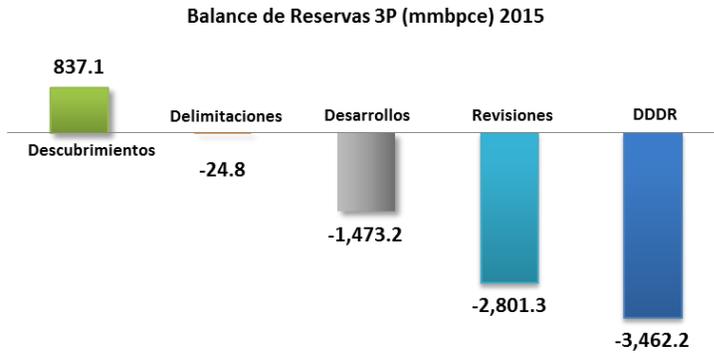
Tasa de restitución Descubrimientos 2P

$$\frac{Descubrimientos}{Prod\ 2013} = \frac{223.5}{1,333.2} = 16.8\%$$

Grafica 49. Balance de reservas 2P al 1 de enero de 2015 y al 1 de enero de 2014.

Para las reservas 2P, el impacto lo producen principalmente las revisiones: los ajustes en la reserva del campo Sihil, por el incremento en la producción de agua, la actualización de los modelos geológicos de los campos Kuil y Tsimín de la Región Marina Suroeste y el campo Bricol en la Región Sur, la declinación de la producción mayor a la estimada en campos como May: en el desarrollo de campos, en términos generales se debe a la disminución en la perforación de pozos de desarrollo asociados a esta categoría de reserva.

Los descubrimientos del año 2014 contrarrestan ligeramente la disminución de las reservas a pesar de ser menores que el periodo anterior; el descubrimiento del bloque noreste en el campo Santuario incorporó 29.5 mmbpce a las reservas 2P, de igual forma los pozos Cérfito-1 y Tangram-1 de *shale gas* presentaron una cifra de 41 mmbpce. Adicionalmente el campo Piklis presentó reclasificación de reservas posibles a probables con un incremento en esta categoría de 111 mmbpce, así como las revisiones hechas en el campo Miahupán.



Tasa de restitución integral 3P

$$\frac{DDDR}{Prod\ 2014} = \frac{-3,462.2}{1,291.4} = -268.1\%$$

Tasa de restitución Descubrimientos 3P

$$\frac{Descubrimientos}{Prod\ 2014} = \frac{837.1}{1,291.4} = 64.8\%$$



Tasa de restitución integral 3P

$$\frac{DDDR}{Prod\ 2013} = \frac{-1,038.4}{1,333.2} = -77.9\%$$

Tasa de restitución Descubrimientos 3P

$$\frac{Descubrimientos}{Prod\ 2013} = \frac{1,163.0}{1,333.2} = 87.2\%$$

Grafica 50. Balance de reservas 2P al 1 de enero de 2015 y al 1 de enero de 2014.

Para la categoría 3P, el valor de -268.1% de la tasa de restitución integral es el menor desde hace 10 años; la disminución se origina desde las revisiones descritas en las reservas 2P, para los campos Sihil, Kuil, Tsimín y Bricol, además de la actualización del modelo dinámico en Bolontikú, revisiones en Jujo-Tecominoacán y la reinterpretación sísmica que provocó una disminución de más del 50% en las reservas 3P del campo Maximino y del 8% en Exploratus pertenecientes a campos de aguas profundas de la Región Norte. En actividades de desarrollo los campos afectados principalmente son: Caparroso-Pijje-Escuintle e Íride en la Región Sur y a la poca actividad de la Región Norte en la perforación de Pozos.

La componente de descubrimientos presentó incorporaciones en esta categoría por los pozos: Nat-1, Hem-1 de aguas profundas y Tlacame-1 de aceite pesado, además de un incremento por el desarrollo del campo Kambesah en la Región Marina Noreste, y las revisiones de la reservas en esta categoría en los campos Miahuapán, Miquetla y Sabana Grande pertenecientes a la Región Norte.

El mayor impacto en las revisiones del balance de reservas se originó por la disminución correspondiente al 20% de las reservas 3P del Activo Aceite Terciario del Golfo, debido a los resultados negativos de prueba de inyección de agua en los campos Agua Fría y Furbero, dicha reserva estaba asociada a la categoría posible y se esperaba que los efectos del proceso de recuperación secundaria beneficiaran a 26 de los 29 campos del Activo.

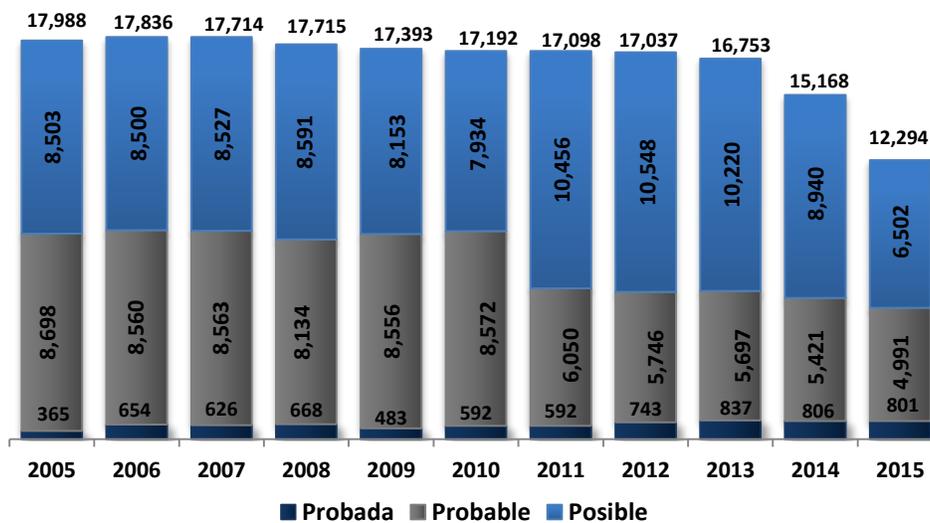
La disminución en la reserva posible obedece a que en el comportamiento de los campos se determinaron mínimas eficiencias de desplazamiento areal y vertical, con una escasa producción de hidrocarburos y altos cortes de agua.

En la Tabla 11 se muestran las cifras de las reservas al 1 de enero de 2014 y al 1 de enero de 2015, así como la diferencia entre ambas estimaciones y el efecto en la disminución en las reservas posibles del Activo Aceite Terciario del Golfo. Por otro lado en la Gráfica 51 se observa la evolución de las reservas de petróleo crudo equivalente, en los últimos 11 años para el Activo.

Tabla 11. Comparación de las Reservas estimadas por PEMEX.

Reservas Remanentes del Activo Aceite Terciario del Golfo			
Categoría	1 de Enero 2014 (mmbpc)	1 de Enero 2015 (mmbpce)	Diferencia (mmbpce)
1P	806	802	-4
Probable	5,421	4,991	-430
Posible	8,940	6,502	-2,438
3P	15,168	12,294	-2,873

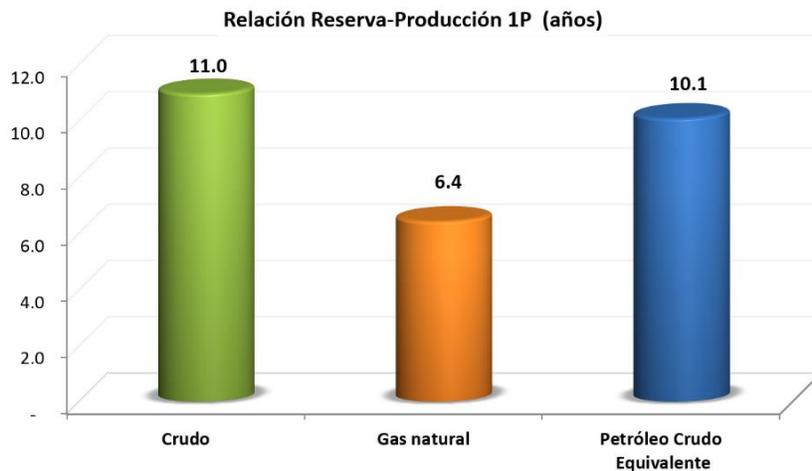
Evolución de las Reservas ATG Pemex (mmbpce)



Gráfica 51. Evolución de las Reservas probadas, probables y posibles del Activo ATG (mmbpce)

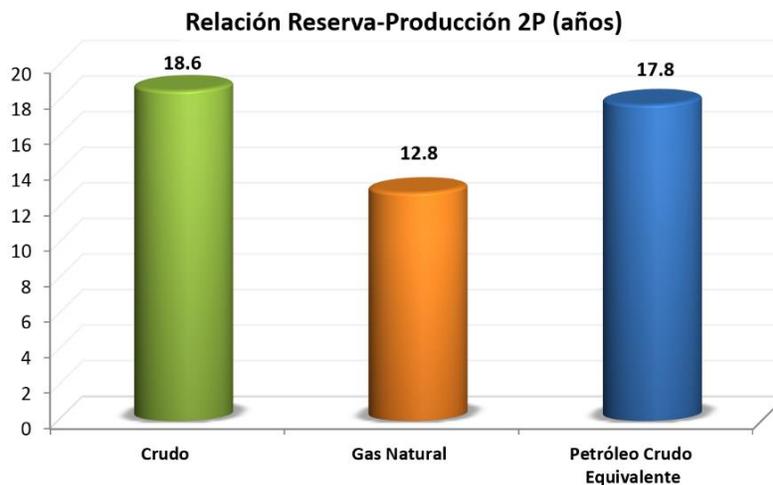
c) Revisión y análisis de la Relación Reserva-Producción

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 petróleo crudo equivalente fueron de 10.1 años al 1 de enero del 2015, para las reservas probadas (1P), considerando una producción de 1,291.4 millones de barriles. En lo referente al aceite, se consideró una producción de 886.5 millones de barriles, por lo que la relación reserva producción es de 11 años. El gas natural presenta una relación de 6.4, asumiendo una producción de 2,384.1 miles de millones de pies cúbicos en el año 2014. Lo anterior se ilustra en la Gráfica 52.

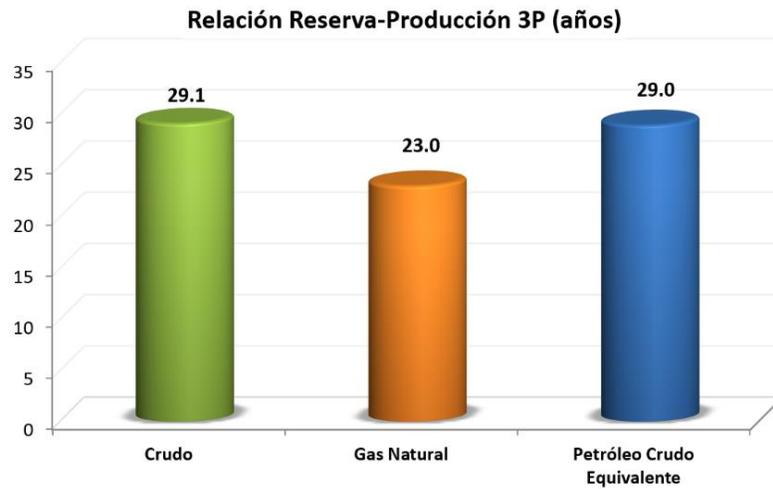


Gráfica 52. Relación Reserva-Producción 1P Nacional (años).

Con respecto a las reservas 2P, la Gráfica 53 muestra la relación reserva-producción para petróleo crudo equivalente fue de 17.8 años; el aceite alcanzó un valor de 18.6 años, y el gas natural 12.8. Para el caso de las reservas 3P; de acuerdo con la Gráfica 54, la relación reserva-producción en petróleo crudo equivalente es de 29 años, para el aceite 29.1 y para el gas natural 23 años. En la Tabla 12, se muestra el resumen de la relación reserva-producción nacional al 1 de enero de 2015.



Gráfica 53. Relación Reserva-Producción 2P Nacional (años).

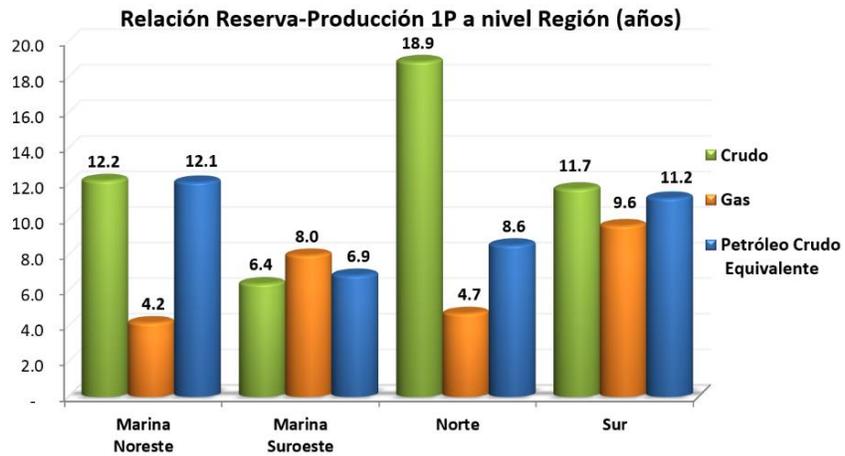


Gráfica 54. Relación Reserva-Producción 3P Nacional (años).

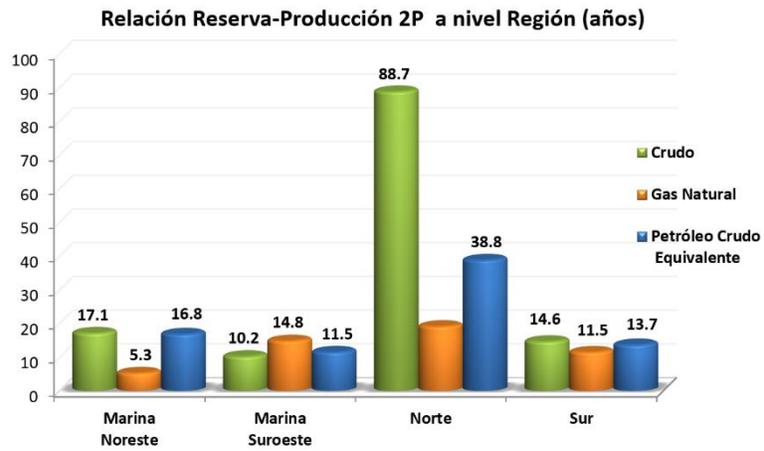
Tabla 12. Relación Reserva-Producción Nacional.

Relación Reserva Producción Nacional			
Categoría	Crudo (años)	Gas natural (años)	Petróleo Crudo Equivalente (años)
1P	11.0	6.4	10.1
2P	18.6	12.8	17.8
3P	29.1	23.0	29.0

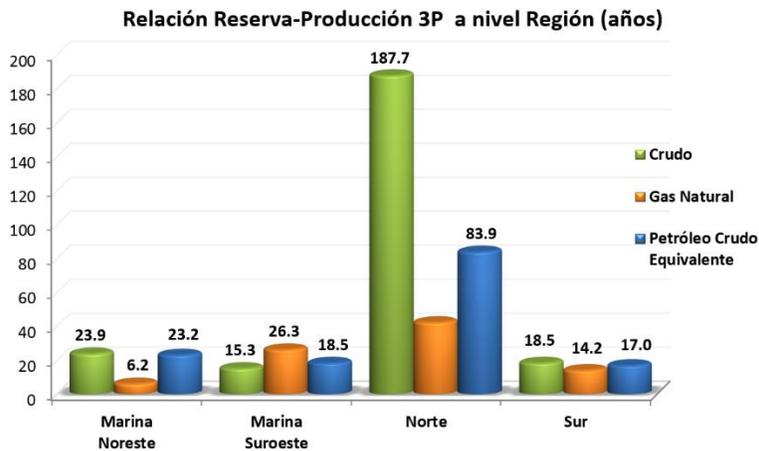
La relación reserva-producción por Región para las categorías, 1P, 2P y 3P se indican en las Gráficas 55, 56 y 57 respectivamente, para cada uno de los productos.



Gráfica 55. Relación Reserva-Producción 1P a nivel Región.



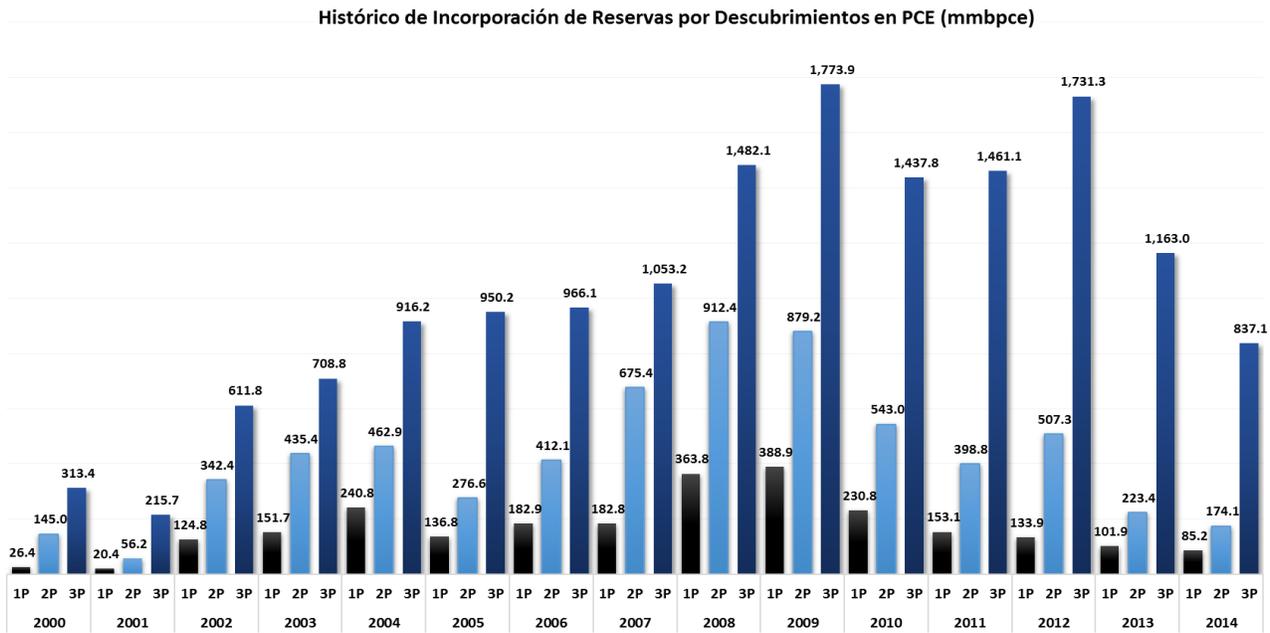
Gráfica 56. Relación Reserva-Producción 2P a nivel Región.



Gráfica 57. Relación Reserva-Producción 3P a nivel Región.

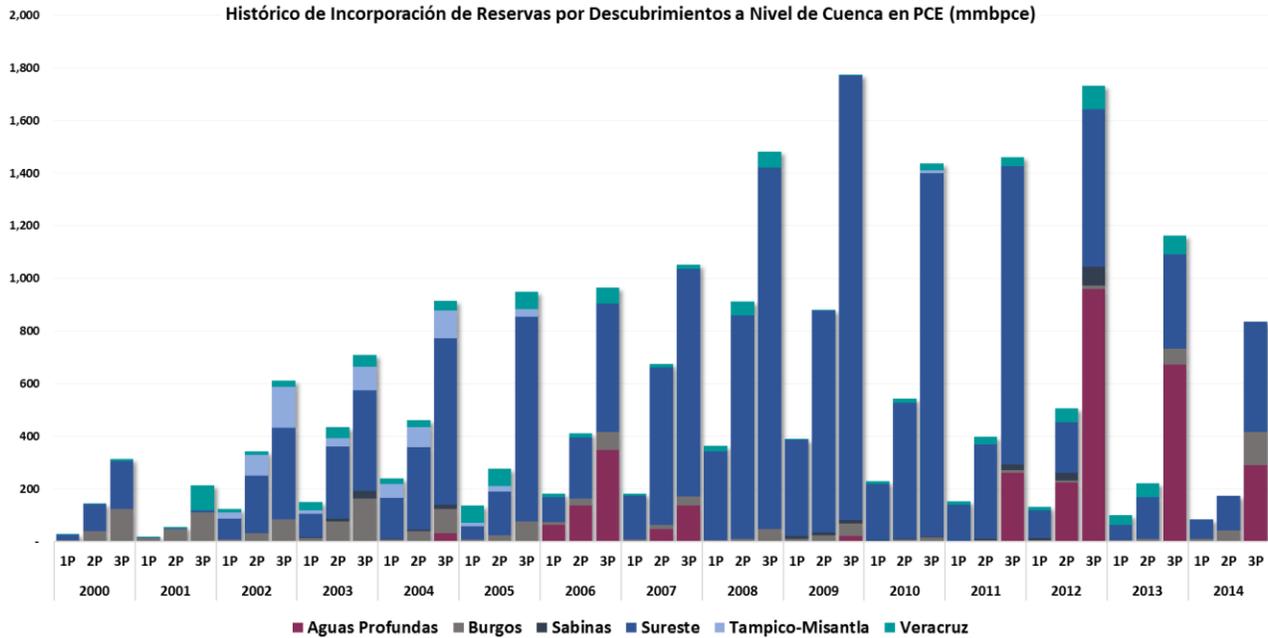
d) Descubrimientos

En lo que se refiere a los descubrimientos que incorporaron reservas al 1 de enero de 2105 en las categorías 1P, 2P y 3P, producto de las actividades exploratorias conjuntaron un volumen de 837.1 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, que es la menor cifra reportada en los últimos once años, de acuerdo con la Gráfica 58; donde se observan las cifras de las reservas incorporadas por descubrimientos en cada categoría y en la Gráfica 59 se presentan a nivel de la cuenca las incorporaciones para el mismo periodo de tiempo y categoría de reserva en petróleo crudo equivalente.



Gráfica 58. Histórico de incorporación de reservas por descubrimientos 1P, 2P y 3P (mmbpce).

Se observa que para el año 2014, se tiene la menor incorporación en reservas probadas (1P) y 2P desde el 2001. Siendo los campos de la cuenca del Sureste los principales contribuyentes para estas categorías. Los campos descubiertos en aguas profundas son las principales incorporaciones de reservas 3P en los últimos cuatro años, atribuibles a las reservas posibles principalmente, sin adicionar incorporaciones a las reservas probadas en este tipo de recursos, a excepción del campo Lakach perteneciente a la Región Marina Suroeste.



Gráfica 59. Histórico de incorporación de reservas por descubrimientos a nivel de cuenca (mmbpce).

Para este ciclo, PEMEX presentó los valores mostrados en la Tabla13; las incorporaciones correspondientes a la Cuenca del Sur aportaron reservas para la categorías 1P y 2P, con el pozo Santuario-401, con volúmenes de 74.6 y 93.6 millones de barriles de petróleo crudo equivalente respectivamente, adicionalmente se reportaron 2 descubrimientos de *shale gas* con los pozos Céfiro-1 y Tangram-1, que en conjunto adicionan 213.4 miles de millones de pies cúbicos de gas. Por otro lado, en aguas profundas Hem-1, Nat-1 y Exploratus-1; tienen una reserva de 2,443.4 miles de millones de pies cúbicos de gas en la categoría 3P.

Tabla 13. Valores presentados por PEMEX respecto a los descubrimientos por Activo.

Región	Activo	Campo	Pozo	Tipo de Fluido	Reservas 1P			Reservas 2P			Reservas 3P		
					Aceite (mmb)	Gas natural (mmmpc)	PCE (mmb)	Aceite (mmb)	Gas natural (mmmpc)	PCE (mmb)	Aceite (mmb)	Gas natural (mmmpc)	PCE (mmb)
					64.0	98.0	85.2	114.3	295.1	174.1	197.5	3,177.8	837.1
Región Marina Suroeste					0.0	0.0	0.0	33.7	11.3	36.0	61.9	1,364.8	325.4
	Litoral de Tabasco				0.0	0.0	0.0	33.7	11.3	36.0	61.9	1,364.8	325.4
	Hem		Hem-1 **	Gas húmedo	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	414.0	72.1
	Nat		Nat-1 **	Gas húmedo	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	930.0	187.3
	Tlacame		Tlacame-1	Aceite pesado	0.0	0.0	0.0	33.7	11.3	36.0	61.9	20.7	66.0
Región Norte					0.0	52.9	10.4	0.0	227.2	44.0	55.1	1,756.4	417.6
	Burgos				0.0	52.9	10.4	0.0	227.2	44.0	0.0	657.0	126.6
	Céfiro		Céfiro-1 *	Gas seco	0.0	24.5	4.7	0.0	124.1	23.9	0.0	372.9	71.7
	Santa Anita		Santa Anita-501	Gas húmedo	0.0	4.3	0.9	0.0	5.2	1.1	0.0	5.2	1.1
	Santa Anita		Santa Anita-601	Gas húmedo	0.0	6.7	1.4	0.0	8.6	1.8	0.0	9.7	2.1
	Tangram		Tangram-1 *	Gas seco	0.0	17.4	3.3	0.0	89.3	17.2	0.0	269.2	51.8
	Poza Rica-Altamira				0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	55.1	1,099.4	290.9
	Exploratus		Exploratus-1 **	Aceite superligero	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	55.1	1,099.4	290.9
Región Sur					64.0	45.1	74.8	80.5	56.6	94.2	80.5	56.6	94.2
	Bellota-Jujo				63.9	44.4	74.6	80.4	55.9	93.9	80.4	55.9	93.9
	Santuario		Santuario-401	Aceite ligero	63.9	44.4	74.6	80.4	55.9	93.9	80.4	55.9	93.9
	Macuspana-Muspac				0.1	0.7	0.3	0.1	0.7	0.3	0.1	0.7	0.3
	Arroyo Zanapa		Arroyo Zanapa-201	Aceite superligero	0.1	0.7	0.3	0.1	0.7	0.3	0.1	0.7	0.3

* Shale gas

** Aguas profundas

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



Figura 2. Descubrimientos 2014, pozos con reservas 1P, 2P y 3P.

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, 2P y 3P y 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.

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

a) Análisis de las Reservas probadas (1P)

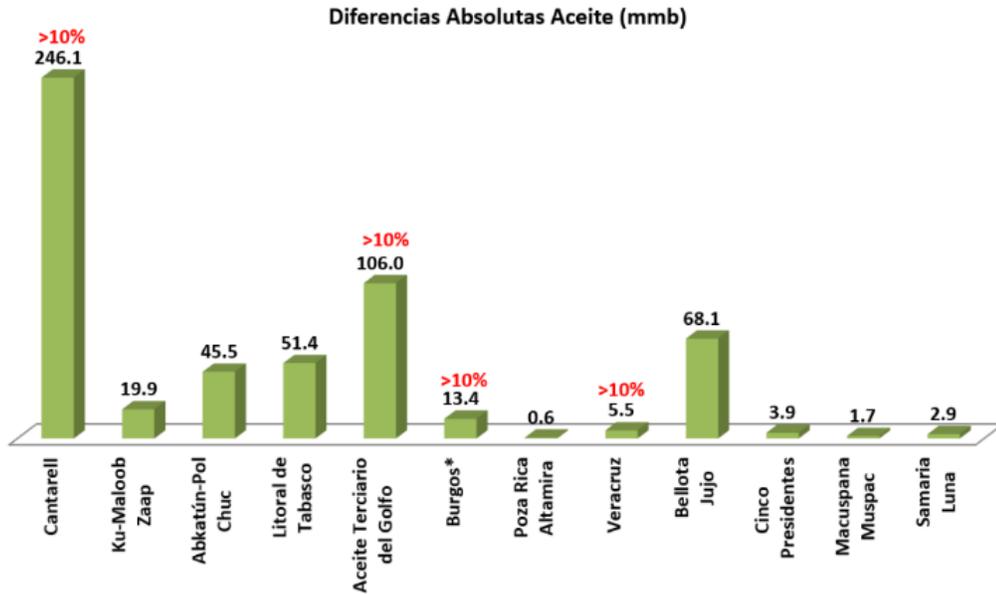
Las diferencias absolutas en porcentaje y volumen entre los valores de las reservas de aceite, gas natural y PCE entre PEMEX y los Terceros Independientes, para la categoría 1P a nivel Activo, se muestran en la Tabla 14.

Tabla 14. Diferencias en porcentaje y volumen para la categoría 1P a nivel Activo

Reservas 1P Primer Criterio < 10%	Porcentaje			Volumen		
	Aceite %	Gas %	PCE %	Aceite (mmb)	Gas (mmpc)	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	11.3	4.4	5.1	97.4	147.0	76.9
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	0.3	15.4	3.9	0.6	37.9	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

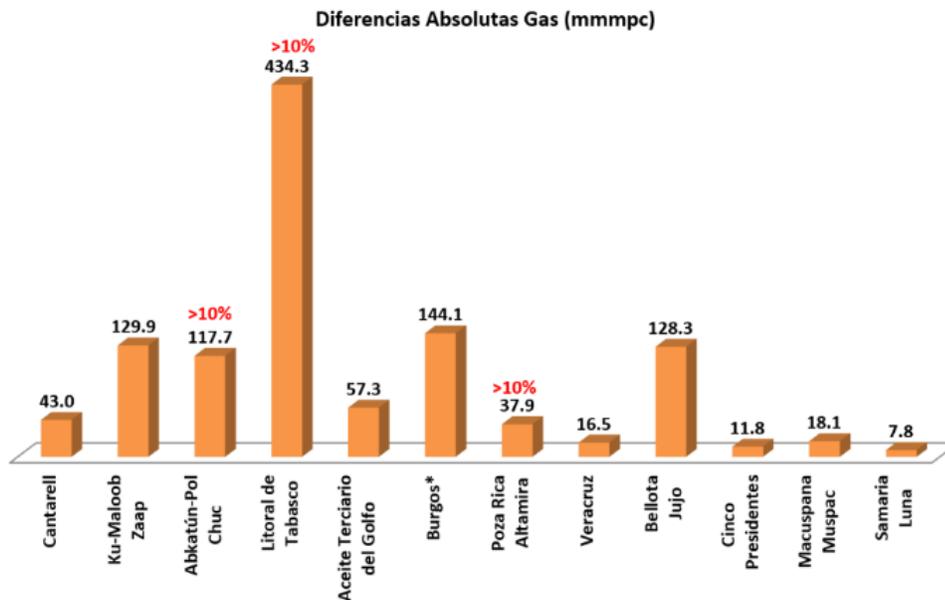
*Los valores de aceite del Activo Burgos incluyen los condensados de línea por parte de Terceros.

En las Gráficas 60, 61 y 62 se presentan las diferencias mayores al 10% con respecto al primer criterio por Activo para aceite, petróleo crudo equivalente y gas, respectivamente.

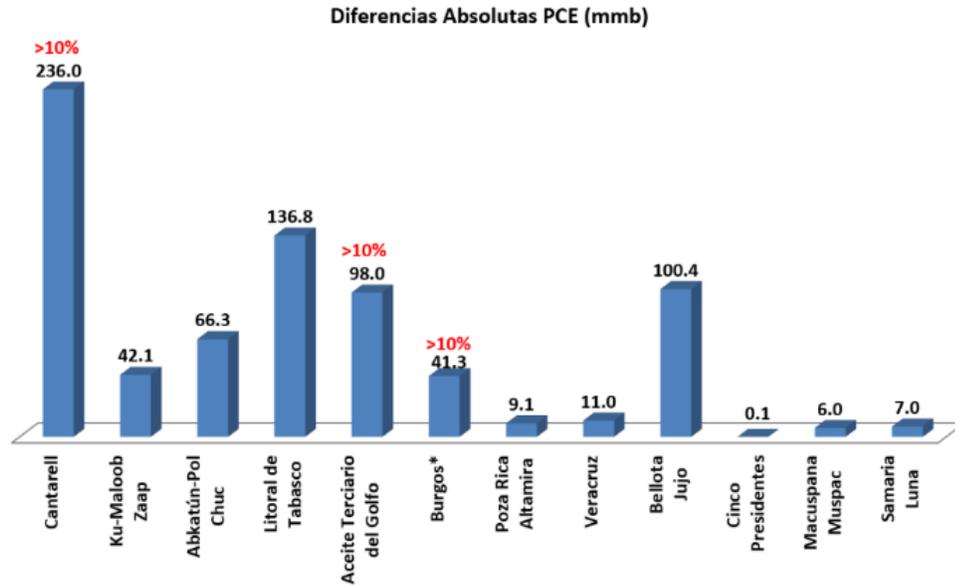


Gráfica 60. Diferencias en aceite para las reservas 1P (abs).

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



Gráfica 61. Diferencias en gas para las reservas 1P (abs).



Gráfica 62. Diferencias en petróleo crudo equivalente para las reservas 1P (abs)

Análisis de la CNH respecto a las diferencias mayores al 10% para la categoría 1P 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 $171 \text{ m}^3/\text{m}^3$, mientras que PEMEX utiliza $289 \text{ m}^3/\text{m}^3$, 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 llevó 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, debido 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 km², mientras que el Tercero Independiente calcula una área menor de 0.9 km², 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 en los campos, tales como: reparaciones mayores y desarrollo de campos en el año 2014, 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 RGA de 3,290 y 3,475 pie³/b, mientras que PEMEX utilizó una RGA de 751 y 2,834 pie³/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.

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.

$$\frac{\left| \text{Vol}_{\text{Reservas Pemex 1P}} - \text{Vol}_{\text{Reservas Certificador 1P}} \right|}{\text{Vol}_{\text{Reservas Pemex Nacional 1P}}} \leq 0.05$$

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.

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.

Tabla 15. Segundo criterio $\leq 5\%$

Activo	Diferencias (%) Absolutas		
	Aceite	Gas	PCE
Segundo Criterio $\leq 5\%$	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

b) Análisis de las Reservas 2P y 3P

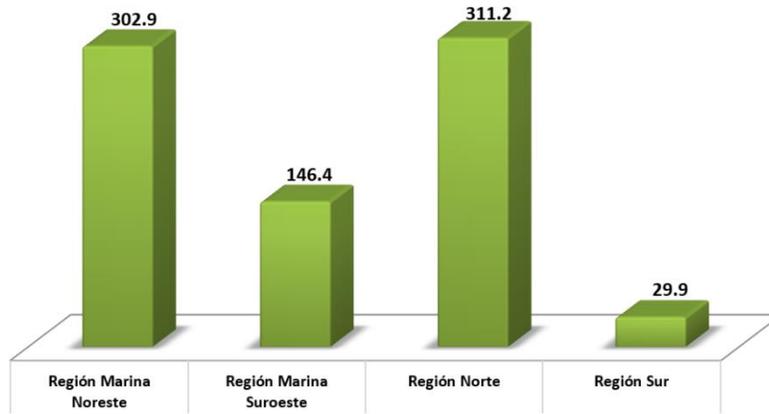
Las diferencias absolutas en porcentaje y volumen entre los valores de las reservas de aceite, gas natural y PCE entre PEMEX y los Terceros Independientes, para la categoría 2P a nivel Región, se muestra en la Tabla 16.

Tabla 16. Diferencias en porcentaje y volumen para la categoría 2P a nivel Región.

Reservas 2P	Diferencias %			Diferencias Absolutas			
	Región	Aceite	Gas Natural	PCE	Aceite (mmb)	Gas Natural (mmpc)	PCE (mmb)
Marina Noreste		3.9%	4.5%	3.9%	302.9	146.7	322.5
Marina Suroeste		6.3%	5.3%	6.1%	146.4	401.4	227.6
Norte		7.7%	3.6%	6.5%	311.2	490.3	447.9
Sur		1.2%	1.2%	0.3%	29.9	76.7	12.3

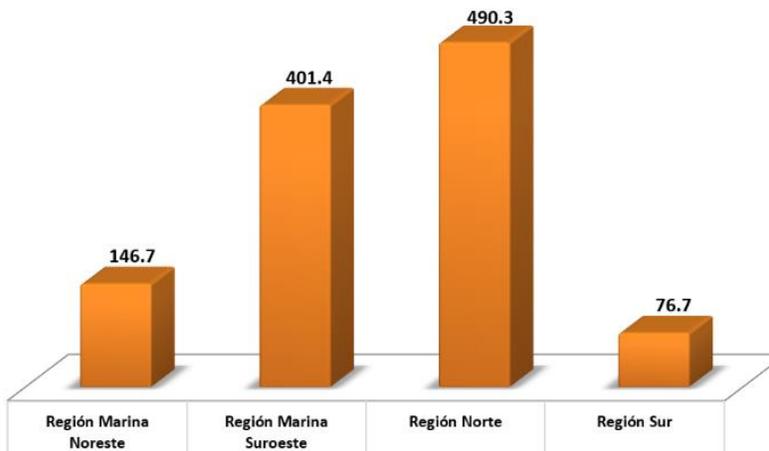
En las Gráficas 63, 64 y 65 se presentan las diferencias absolutas aplicando el primer criterio en la categoría 2P a nivel Región para el aceite, gas y petróleo crudo equivalente, respectivamente.

Diferencias Absolutas 2P Aceite (mmb)



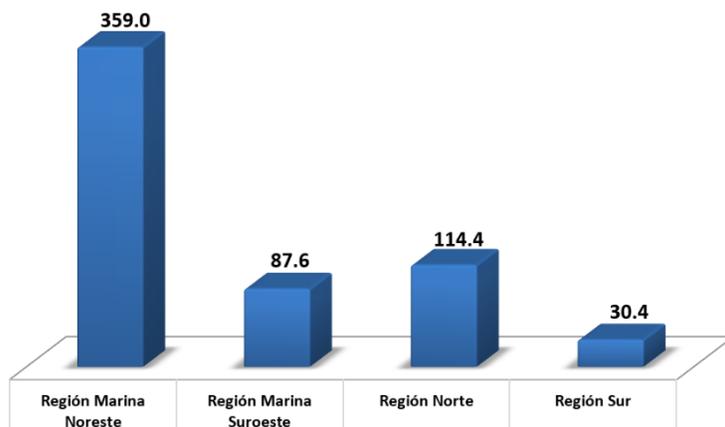
Gráfica 63. Diferencias en aceite para las reservas 2P (abs).

Diferencias Absolutas 2P Gas (mmmpc)



Gráfica 64. Diferencias en gas para las reservas 2P (abs).

Diferencias Absolutas 2P PCE (mmb)



Gráfica 65. Diferencias en petróleo crudo equivalente para las reservas 2P (abs).

Análisis de la CNH respecto a las diferencias mayores al 10% para la categoría 2P entre PEMEX y los Terceros Independientes

Conforme al análisis de la información realizada por el grupo de trabajo, se observa que no existen diferencias mayores al 10% a nivel de Región entre las cifras estimadas por PEMEX y los Terceros Independientes para las reservas 2P. Sin embargo se realizó adicionalmente el análisis de los campos que contribuyen en mayor medida a las mayores variaciones en esta categoría para estas diferencias a nivel de campo, y las razones de ellas, se enuncian a continuación.

Región Marina Noreste (RMNE)

Cantarell

En el campo Akal existe una diferencia de 180.6 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, debido a la estimación del beneficio por el proceso de doble desplazamiento, a pesar de que PEMEX y el Tercero Independiente coinciden en el número de pozos; el primero considera que el volumen estimado de reserva pozo será mayor que el calculado por el Tercero Independiente, asignando el 100% del beneficio a las reservas 2P, mientras que el Tercero considera solo 75% para esta categoría.

En el campo Balam tanto PEMEX como el Tercero consideran el mismo plan de desarrollo para el yacimiento JSO; que consiste en la utilización de bombeo electrocentrífugo como sistema artificial de producción, la perforación de pozos de desarrollo y de pozos inyectores, y el incremento en el volumen de agua a inyectar como método de mantenimiento de presión. Sin embargo con base en el comportamiento de producción del pozo horizontal Balam-75.

Ku-Maloob-Zaap

Para los campos Ku y Zaap (BTPK) las diferencias se dan por los criterios de evaluación del beneficio estimado por inyección de nitrógeno en los campos; en Ku el Tercero Independiente considera que el mayor volumen de reserva se encuentra en la categoría probada, mientras que PEMEX considera que la reserva asociada a este proceso se encuentra en su totalidad en la categoría 2P. En Zaap ocurre lo opuesto, el Tercero Independiente estima un volumen mayor en la categoría 2P, mientras que PEMEX lo hace en la categoría probada.

Región Marina Suroeste (RMSO)

Abkatún-Pol-Chuc

En el campo Ixtal, la diferencia se presenta por la recuperación esperada promedio por pozo, estimada por PEMEX en 7.3 y 5 millones de barriles de aceite, por el proceso de recuperación secundaria mediante la inyección de agua, esperando con ello un incremento en las reservas de 6.3% por PEMEX y 3.3% por el Tercero Independiente.

En el campo Homol (JSK), el Tercero actualiza su modelo geológico-petrofísico, generando una reducción en la estimación del volumen original de aceite y gas en la categoría probable, siendo la diferencia entre ambos de 24.1 millones de barriles de aceite. Este punto cambia el volumen recuperable promedio por pozo, donde el Tercero Independiente considera 1.8 millones de barriles (Homol 101 y 103), y PEMEX 6.6 millones de barriles para la categoría 2P.

En Katch (Cretácico), la diferencia se debe también a la estimación del volumen original, PEMEX considera 405.5 millones de barriles de aceite, mientras que el Tercero considera 268.1; ocasionada por el área utilizada para la estimación, el Tercero considera 7.7 y PEMEX 11.4 Km². La recuperación esperada por pozo se ve afectada por el criterio mencionado, siendo para PEMEX el doble de la estimada por el Tercero Independiente.

Litoral de Tabasco

La diferencia en el campo Tsimín (JSK) se origina por la diferencia de criterios entre PEMEX y el Tercero para determinar el volumen original de gas, el primero considera tres facies: Banco Oolítico, Post Banco y Lagunar como un solo yacimiento, el Tercero solo considera la facie del Banco Oolítico, dando como resultado una diferencia del 40%, con base en lo anterior PEMEX determina un volumen recuperable de 60.1 y el Tercero de 40.6 miles de millones de pies cúbicos de gas en promedio por pozo, cabe mencionar que ambos consideran el mismo número de pozos para extraer la reserva 2P.

Para el campo Ayín la diferencia se debe a las estimaciones en las recuperaciones finales de aceite y gas por pozo, PEMEX considera 13.2 millones de barriles de aceite y 31.1 miles de millones de pies cúbicos de gas; el Tercero considera 8.4 millones de barriles de aceite y 2 mil millones de pies cúbicos de gas.

En el campo Sinán la diferencia también obedece a la estimación de la recuperación promedio de aceite y gas por pozo teniendo una diferencia de 1.1 millones de barriles de aceite y 2.2 miles de millones de pies cúbicos de gas por comportamiento primario. En cuanto al beneficio por recuperación secundaria por inyección de agua el Tercero considera que el incremento a obtener es 40% menor que el estimado por PEMEX.

En el caso del campo Yaxché (Cretácico) PEMEX considera un recuperación por pozo de 24%, mientras que el Tercero estima 19%, con volúmenes a recuperar de 3.2 y 2.3 millones de barriles, respectivamente. Para el yacimiento del Terciario la diferencia es mayor; PEMEX considera un factor de recuperación de 25% y el Tercero de 11% con volúmenes de 5.3 y 1.5 millones de barriles en cada caso.

Región Norte

Aceite Terciario del Golfo

Las diferencias entre PEMEX y el Tercero Independiente se deben al número de localizaciones y volumen a recuperar para cada una de ellas, PEMEX documenta 25,556 localizaciones con un promedio de 135.3 mil barriles a recuperar por localización, mientras el Tercero considera 31,106 localizaciones con un volumen promedio a recuperar de 101.4 barriles por localización, lo que genera una diferencia de 7.7% en las estimaciones de aceite.

Burgos

En los campos Nejo y Cuervito se observan las principales diferencias en líquidos. Para el caso de Nejo el Tercero Independiente contempla una relación condensado gas de 88 barriles por millón de pies cúbicos, mientras que PEMEX emplea 57 barriles por millón de pies cúbicos. En Cuervito, el Tercero considera las reservas de condensado producidas en superficie como condensados de yacimiento.

Las diferencias de gas se localizan principalmente en los campos Chucla, Emergente y Master, donde el Tercero considera que no tiene información para sustentar el desarrollo de estos campos.

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 100% de la variación de las reservas de aceite se ubica en el campo Bedel, donde el Tercero sólo considera 13 localizaciones con un volumen de 972 mil barriles promedio, PEMEX considera 16 localizaciones con un volumen a recuperar de 1.25 millones de barriles.

Región Sur

Bellota-Jujo

En el campo Santuario el Tercero Independiente estima una menor recuperación por pozo en comparación con PEMEX, y algunas de las localizaciones que éste considera como probables, el Tercero las clasifica como Posibles. En el campo Paraíso el Tercero no asigna reservas en la categoría probable. Para el campo Bellota el Tercero Independiente no considera las localizaciones Bellota 57, 91 y 111, pertenecientes al bloque Noreste del Cretácico Medio, lo anterior genera diferencias en conjunto de 1.1% para el aceite y 1.7% para el gas.

Cinco Presidentes

En este Activo las mayores diferencias se ubican en los campos Ayocote y Magallanes-Tucán-Pajonal, para el primer caso PEMEX considera 13 localizaciones en la categoría 2P (3 PND y 10 probable), mientras que el Tercero Independiente considera 4. En Magallanes-Tucán-Pajonal PEMEX considera 26 localizaciones con un volumen promedio a recuperar de 723 mil barriles, por otro lado el Tercero considera 23 localizaciones con un volumen a recuperar de 400 mil barriles.

Macuspana-Muspac

En Cactus, Chiapas-Copanó y Sunuapa se presentan las mayores diferencias entre las cifras de PEMEX y los Terceros Independientes, para Cactus el volumen del casquete gas estimado por PEMEX es de 66 mil millones de pies cúbicos, mientras que el Tercero considera un volumen de 86 mil millones. En Chiapas-Copanó el Tercero consideró 5 reparaciones mayores y PEMEX considera 9. En Sunuapa, la diferencia se debe a la recuperación promedio por pozo estimada, PEMEX considera 4 millones de barriles y el Tercero 1.4 millones de barriles por localización.

Samaria-Luna

El Complejo Antonio J. Bermudez genera la diferencia entre las estimaciones; 33.8 millones de barriles para el aceite y 119.3 millones de pies cúbicos de gas, que en términos porcentuales representa el 4 y 5.7% para el aceite y gas, respectivamente.

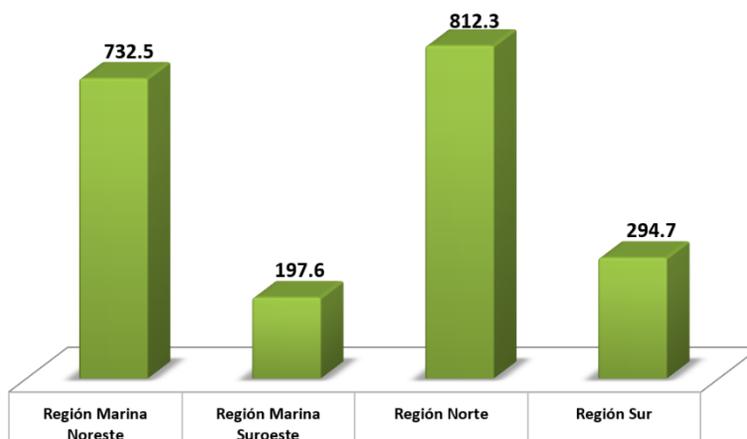
Para las reservas 3P las diferencias absolutas en porcentaje y volumen entre los valores de las reservas de aceite, gas natural y PCE entre PEMEX y los Terceros Independientes, a nivel Región, se muestra en la Tabla 17.

Tabla 17. Diferencias en porcentaje y volumen para la categoría 3P a nivel Región.

Reservas 3P Región	Diferencias %			Diferencias Absolutas		
	Aceite	Gas Natural	PCE	Aceite (mmb)	Gas Natural (mmpc)	PCE (mmb)
Marina Noreste	6.8%	1.8%	6.0%	732.5	68.1	688.8
Marina Suroeste	5.7%	8.3%	7.0%	197.6	1,107.2	418.5
Norte	9.5%	8.3%	9.5%	812.3	2,463.5	1,417.3
Sur	9.7%	8.6%	9.3%	294.7	675.7	462.4

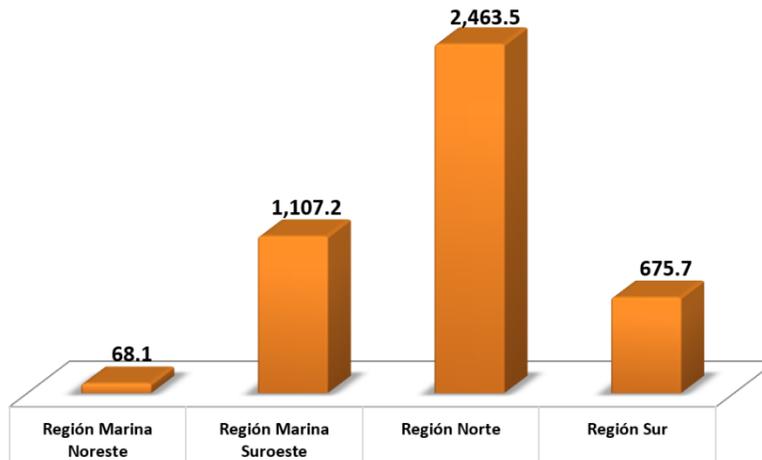
En las Gráficas 66, 67 y 68 se presentan las diferencias absolutas aplicando el primer criterio en la categoría 3P a nivel Región para el aceite, gas y petróleo crudo equivalente, respectivamente.

Diferencias Absolutas 3P Aceite (mmb)



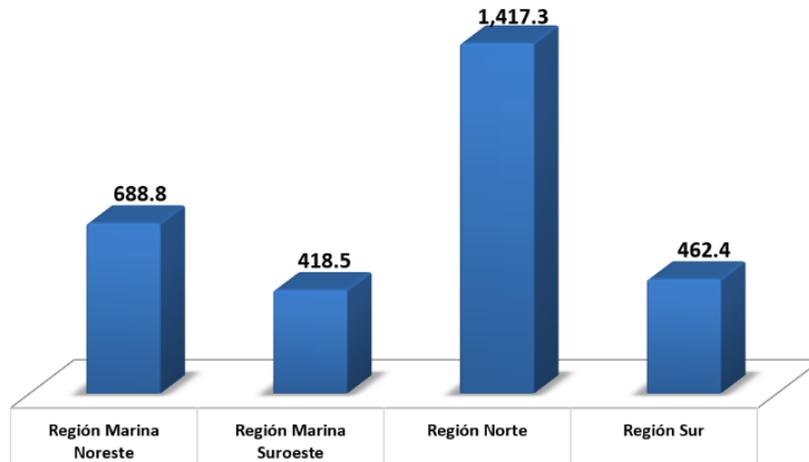
Gráfica 66. Diferencias en aceite para las reservas 3P (abs).

Diferencias Absolutas 3P Gas (mmmpc)



Gráfica 67. Diferencias en gas para las reservas 3P (abs).

Diferencias Absolutas 3P PCE (mmb)



Gráfica 68. Diferencias en petróleo crudo equivalente para las reservas 3P (abs).

Análisis de la CNH respecto a las diferencias mayores al 10% para la categoría 3P entre PEMEX y los Terceros Independientes

Al igual que en la categoría 2P, a nivel de Región no se encontraron diferencias superiores al 10% en las estimaciones de PEMEX y las del Tercero Independiente para las reservas 3P. Sin embargo se realizó adicionalmente el análisis de los campos que contribuyen en mayor medida a las mayores variaciones en esta categoría para estas diferencias a nivel de campo, y las razones de ellas, se enuncian a continuación.

Región Marina Noreste (RMNE)

Cantarell

Akal es el campo que presenta la mayor diferencia entre las estimaciones de PEMEX y del Tercero Independiente 1,024.6 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, PEMEX considera que obtendrá un beneficio por inyección de químicos espumados como proceso EOR; con base en resultados de pruebas a nivel de núcleo, por otro lado el Tercero no reconoce reserva asociada a este proceso, mientras no se cuente con una prueba piloto.

Ku-Maloob-Zaap

En el campo Zaap (BTPK), la diferencia entre la estimación de las reservas en la categoría 3P se debe a que el Tercero Independiente considera un incremento en el factor de recuperación final (de 41.3 a 46%) de acuerdo al comportamiento del campo esperado por la estrategia de desarrollo; que incluye el mantenimiento de presión por inyección de nitrógeno y la perforación de pozos de desarrollo.

Región Marina Suroeste (RMSO)

Abkatún-Pol-Chuc

En el campo Abkatún la diferencia entre PEMEX y el Tercero Independiente se debe a la estimación de reservas posibles adicionales, por el proceso de doble desplazamiento que se aplicará en el campo; PEMEX considera que recuperara 74.5 millones de barriles de aceite, mientras que el Tercero solo atribuye 10.7 millones de barriles, ya que considera necesario contar con los resultados de una prueba piloto o con un campo análogo que demuestre la factibilidad técnica y económica por este proceso.

En los campos Ixtal, Homol y Kach las diferencias se deben a la explicación presentada en el análisis de las reservas 2P, los criterios mencionados previamente impactan en la estimación de las reservas de la categoría 3P. Las diferencias corresponden a un volumen de 14.9, 21.2 y 20 millones de barriles de petróleo crudo equivalente para Ixtal, Homol y Kach, respectivamente.

Litoral de Tabasco

Para el campo Xux (JSK) la diferencia en la recuperación de gas promedio por pozo entre PEMEX y el Tercero Independiente es de 68.9 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

El caso del campo Nat descubierto en aguas profundas, la diferencia se origina en el cálculo del volumen original, consecuencia de los criterios utilizados tanto por PEMEX como por el Tercero Independiente para la conceptualización del área del yacimiento. Como consecuencia el Tercero considera 12 pozos de desarrollo con recuperaciones entre 40 y 130 miles de millones de pies cúbicos, por otro lado PEMEX considera 14 pozos con recuperaciones de 38.2 a 102.8 miles de millones de pies cúbicos.

Región Norte

Aceite Terciario del Golfo

En este Activo se observa una diferencia de 672.3 millones de barriles de aceite, equivalente al 9% y de 1,963 miles de millones de pies cúbicos de gas, equivalente al 8.9%. La diferencia entre PEMEX y el Tercero al igual que en la categoría 2P se debe al volumen promedio a recuperar por localización siendo de 137.6 mil barriles por el Tercero y 149.7 mil barriles por PEMEX.

Burgos

Para la categoría 3P, las mayores diferencias se originan por las consideraciones para la estimación de líquidos de los campos Nejo y Cuervito, explicadas en las reservas 2P, dichas consideración generan una diferencia de 28.4 millones de barriles de líquidos, equivalentes a 138.2%.

Poza Rica Altamira

En el campo Exploratus existe una diferencia de 31.4 millones de barriles, debido a la y estimación de las áreas correspondientes a los yacimientos Oligoceno 1 y 2 (12.9 y 11.6 Km²), y Wilcox 110 y 350 (26 y 22.2 Km²), redefinidas por la interpretación sísmica recientemente obtenida. El Tercero considera para los yacimientos del Oligoceno 8.6 y 6.3 Km², mientras que para los Wilcox considera 20.3 y 21.9 Km².

En el campo Trión la diferencia también se debe a la estimación de las áreas de los yacimientos; en este caso Wilcox 100 y 350, PEMEX considera 18.5 y 19.9 Km², y el Tercero Independiente 16 y 12.6 Km². Lo anterior genera una diferencia de 31.9 millones de barriles.

Para el campo Maximino la diferencia es de 59 millones de barriles y de igual forma de la reinterpretación sísmica PEMEX estima áreas en los yacimientos Wilcox 100, 200, 350 y 450 de 35.6, 4.6, 72.5 y 17.7 Km², respectivamente. De igual forma el Tercero Independiente considera para los mismos yacimientos, áreas de menor dimensión: 28.6, 3.3, 46.3 y 1.3 Km².

Veracruz

Al igual que en la categoría 2P, las reservas del campo Bedel difieren de las estimadas por el Tercero Independiente debido a la recuperación estimada por localización. PEMEX considera un volumen a recuperar de 730 mil barriles por localización, mientras que el Tercero solo estima 300 mil barriles en promedio. Originando una diferencia de 7.7 millones de barriles de aceite para esta categoría.

Región Sur

Bellota-Jujo

En el campo Jacinto, el Tercero Independiente no considera la reserva posible que PEMEX estima que se encuentra en el Terciario, basada en el resultado de un estudio de caracterización estática; donde PEMEX considera 3 localizaciones probables (Jacinto-221, 231 y 2934) y 2 posibles (Jacinto-211 y 251), lo que genera una diferencia de 24.4 millones de barriles de petróleo crudo equivalente en esta categoría.

En los campos Paraíso el Tercero Independiente clasifica las reservas reportadas por PEMEX (15.9 millones de barriles de petróleo crudo equivalente) como recursos contingentes. Para la estimación en el campo Bellota, el Tercero no considera las localizaciones 57, 91 y 111, que PEMEX ubica en el bloque noreste del Cretácico Medio.

Cinco Presidentes

Para el campo Ayocote, la diferencia en la evaluación se debe a que el Tercero considera 4 localizaciones en el área probable y 6 en el área posible, mientras que PEMEX considera 9 localizaciones probables y 6 posibles, generando una diferencia de 20.2 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

En el campo Magallanes-Tucán-Pajonal, el Tercero estima una recuperación promedio por localización de 400 mil barriles, en tanto PEMEX estima 450 mil barriles de aceite.

Macuspana-Muspac

El campo que tiene la mayor diferencia para este Activo es Teotleco, en el que el Tercero Independiente no considera las localizaciones 202, 203, 204, 205, 211 y 221, del bloque correspondiente al Cretácico Medio, lo que origina 91.4 millones de barriles de petróleo crudo equivalente entre ambas estimaciones.

Samaria-Luna

En el campo Navegante es donde se ubica la mayor diferencia del Activo, el Tercero reporta un menor volumen de reservas en comparación con PEMEX; 27.3 millones de barriles de aceite y 76.5 miles de millones de pies cúbicos de gas, mientras que PEMEX reporta 183.3 millones de barriles de aceite y 514.2 miles de millones de pies cúbicos de gas, provenientes de las 29 localizaciones posibles que considera éste, para esta área el Tercero solo considera 4 localizaciones.

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.

$$\frac{\left| \text{Vol}_{\text{Reservas Pemex 2P,3P}} - \text{Vol}_{\text{Reservas Certificador 2P,3P}} \right|}{\text{Vol}_{\text{Reservas Pemex Nacional 2P,3P}}} \leq 0.05$$

Con base en lo anterior y el análisis de la información no fue necesario aplicar el segundo criterio para las categorías 2P y 3P; ya que a nivel de Región, ninguna excedió el 10% de diferencia entre la estimación de PEMEX y el Tercero Independiente.

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.

CONCLUSIONES

De la documentación presentada por PEMEX respecto de los reportes de evaluación y cuantificación de reservas 2P y 3P 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 deberá 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 en los lineamientos, se realizó la integración de las reservas de hidrocarburos para las categorías 2P y 3P; 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%; para las reservas 2P de -41.9% y de -268.1% para las reservas 3P.
- vi. El grupo de trabajo considera necesario hacer una revisión detallada de la disminución de los volúmenes asociados a la reserva posible; debido a los resultados negativos de las pruebas piloto de inyección de Agua en los campos Agua Fría y Furbero, pertenecientes al Activo Aceite Terciario del Golfo (ATG), es necesario analizar el ajuste hecho por PEMEX en la distribución de las reservas para esta categoría.
- vii. Durante las comparecencias, PEMEX mencionó que se tienen planeadas pruebas de recuperación mejorada por inyección de CO₂, en el Activo ATG: en éste sentido y con base en la información proporcionada por el Asignatario, el grupo de trabajo considera necesario

realizar una mejor caracterización de los yacimientos, con el fin de actualizar los modelos geológicos, petrofísicos y de simulación, para así disminuir las incertidumbres que conllevan estos procesos.

- viii. Se recomienda revisar las reservas del campo Akal, asociadas a los procesos de recuperación adicional por doble desplazamiento e inyección de químicos, y dar seguimiento a la prueba piloto a realizarse en el presente año, para dar mayor certidumbre a la estimación de las reservas al 1 de enero de 2016.
- ix. El grupo de trabajo propone aprobar los reportes de evaluación o cuantificación de las reservas de hidrocarburos 1P, 2P y 3P elaborados por PEMEX, y otorgar el visto bueno a los reportes finales de las certificaciones de las reservas de hidrocarburos 1P, 2P y 3P elaborados por los Terceros Independientes para todos las Regiones: Marina Noreste, Marina Suroeste, Norte y Sur, a la vista de los procesos que se revisaron.
- x. 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 se indican en las Tablas 18, 19, 20 y 21.

Tabla 18. 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

Tabla 19. Reservas 1P 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

Tabla 20. Reservas 2P por Región.

Valores de Reservas 2P por Región 2015			
Región	Cifra del país Aceite mmb	Cifra del país Gas mmmpc	Cifra del país PCE mmbpce
Marina Noreste	7,701.9	3,265.2	8,374.3
Marina Suroeste	2,308.9	7,550.0	3,736.0
Norte	4,047.5	13,452.9	6,893.2
Sur	2,417.1	6,338.5	3,980.0
Total	16,475.5	30,606.6	22,983.5

Tabla 21. Reservas 3P por Región.

Valores de Reservas 3P por Región 2015			
Región	Cifra del país Aceite mmb	Cifra del país Gas mmmpc	Cifra del país PCE mmbpce
Marina Noreste	10,759.2	3,850.6	11,531.9
Marina Suroeste	3,454.8	13,408.7	6,000.7
Norte	8,562.9	29,790.2	14,911.3
Sur	3,048.4	7,840.1	4,961.0
Total	25,825.1	54,889.6	37,404.8