



2018

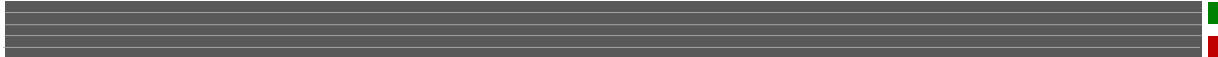


CNH

Comisión Nacional
de Hidrocarburos

Análisis de las Reservas de Hidrocarburos 2P y 3P

AL 1 DE ENERO DE 2018



Contenido

CONTENIDO.....	1
I.- INTRODUCCIÓN	2
II.- ANTECEDENTES.....	3
II.1 PROCESO GENERAL CONFORME A LOS LINEAMIENTOS DE RESERVAS	3
II.2 ACTIVIDADES DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN	8
II.3 REVISIÓN DE LAS METODOLOGÍAS PARA LA ESTIMACIÓN DE LAS RESERVAS UTILIZADAS POR LOS OPERADORES PETROLEROS.....	8
II.4 REVISIÓN DE LA DOCUMENTACIÓN DE LOS TERCEROS INDEPENDIENTES	9
II.5 PROCESO DE REVISIÓN DE LOS VALORES PRESENTADOS POR LOS OPERADORES PETROLEROS	9
II.6 PROCESO DE REVISIÓN DE LOS VALORES DE LOS OPERADORES PETROLEROS Y DE LOS TERCEROS INDEPENDIENTES	27
CONCLUSIONES	36
GLOSARIO.....	39

I.- INTRODUCCIÓN

En este documento se presenta el análisis y las conclusiones realizadas por el grupo de trabajo de reservas de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) relativo a los reportes de evaluación de las reservas 2P y 3P de hidrocarburos al 1 de enero de 2018, elaborados por los Operadores Petroleros y los reportes de las certificaciones de las mismas realizadas por los 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, en materia de reservas, relativos a regular y supervisar su cumplimiento por parte de Asignatarios, Contratistas y Autorizados en las materias de cuantificación 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.

El presente análisis se integró a través del proceso siguiente:

- I. Suficiencia de información.
- II. Revisión de la metodología utilizada por los Operadores Petroleros 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, 2P y 3P realizadas por los Operadores Petroleros.
- V. Análisis de los criterios de diferencias entre las estimaciones realizadas por los Operadores Petroleros y aquellas contenidas en los reportes elaborados por los Terceros Independientes.
- VI. Remisión de las cifras de reservas de hidrocarburos al Centro Nacional de Información de Hidrocarburos para su registro y publicación, con base en la evaluación, cuantificación y certificación.

II.- ANTECEDENTES

II.1 Proceso General conforme a los Lineamientos de Reservas

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

Los Lineamientos que regulan el procedimiento de cuantificación y certificación de reservas de la Nación y el informe de los recursos contingentes relacionados, será aplicable para Pemex Exploración y Producción, empresa productiva del Estado subsidiaria de Petróleos Mexicanos, mientras que, los Operadores Petroleros distintos a Pemex se sujetarán a lo establecido en los Lineamientos que regulan el procedimiento de cuantificación y certificación de reservas de la Nación.

En la Figura 1 se muestra el diagrama que resume las actividades necesarias en el marco del proceso de análisis conforme a los Lineamientos que regulan el procedimiento de cuantificación y certificación de reservas de la Nación y el informe de los recursos contingentes relacionados.

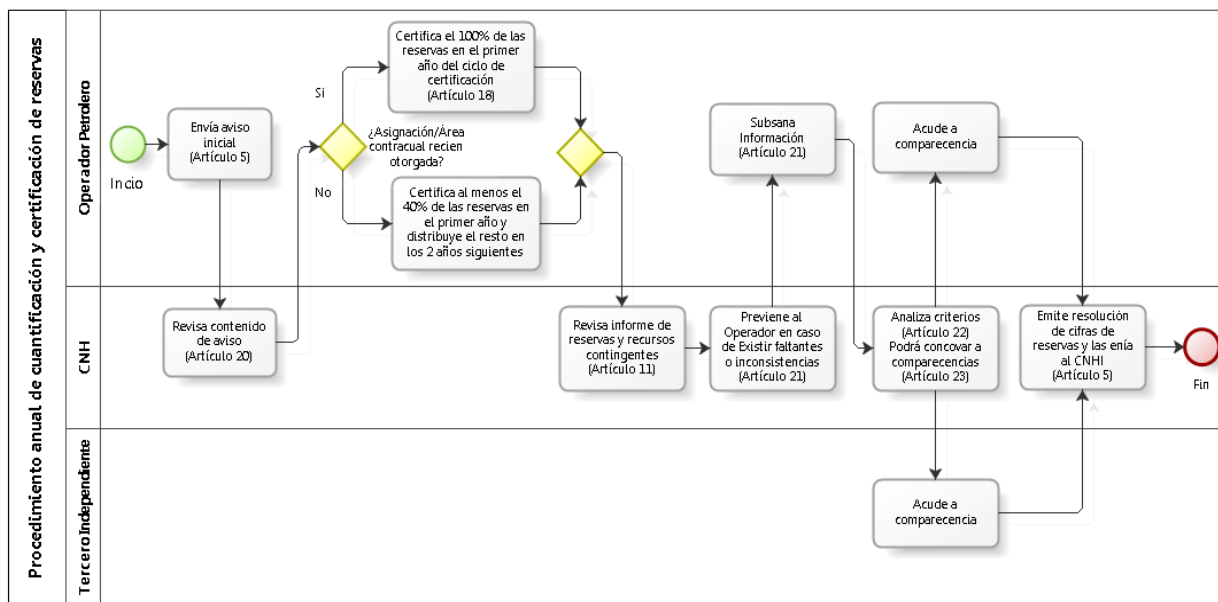


Figura 1. Actividades necesarias en el marco del proceso de análisis.

Por su parte, en la Figura 2 se muestra el diagrama que resume las actividades necesarias en el marco del proceso de análisis conforme a los Lineamientos que regulan el procedimiento de cuantificación y certificación de Reservas de la Nación.

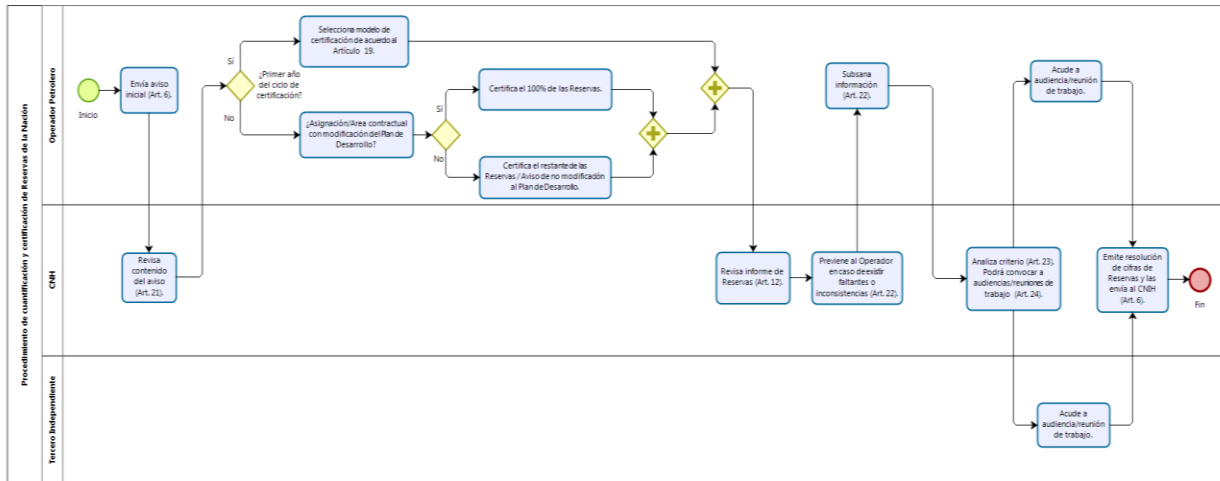


Figura 2. Actividades necesarias en el marco del proceso de análisis para nuevos Operadores Petroleros.

Criterios de Resolución establecidos en los Lineamientos que regulan el procedimiento de cuantificación y certificación de reservas de la Nación y el informe de los recursos contingentes relacionados.

Criterios de Resolución

Primer Criterio

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

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

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

Segundo Criterio

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

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

Una vez aplicados los criterios de diferencias, se analizan los argumentos aportados por el Operador Petrolero y el Tercero Independiente para explicar las desigualdades, a efecto de identificar los rubros que quedarían sujetos a un procedimiento específico para resolver las diferencias, o bien consolidar la cifra nacional de reservas. Para el caso de la consolidación de reservas 2P y 3P al 1 de enero de 2018, no se presentó ningún caso que ameritara la realización de un procedimiento específico para resolver diferencias entre las estimaciones del Operador Petrolero y del Tercero Independiente.

Criterio de Resolución establecidos en los Lineamientos que regulan el procedimiento de cuantificación y certificación de Reservas de la Nación.

Criterio

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

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

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

Una vez aplicado el criterio de diferencia, se analiza si los campos que no cumplen el criterio exceden las diferencias absolutas en petróleo crudo equivalente en quince, cincuenta, y setenta y cinco millones de barriles para las reservas 1P, 2P y 3P, respectivamente; de ser así, se iniciaría un mecanismo de revisión para resolver las diferencias. Para el caso de la consolidación de reservas 2P y 3P al 1 de enero de 2018, no se presentó ningún caso que ameritara la realización de un mecanismo de revisión para resolver diferencias entre las estimaciones del Operador Petrolero y del Tercero Independiente.

En el siguiente recuadro se resume las comunicaciones llevadas a cabo entre los Operadores Petroleros y este Órgano Regulador, en relación con el procedimiento anual de cuantificación y certificación de reservas al 1 de enero de 2018:

Tipo de Entrega	Programa	Estatus de la Entrega de la Información
Elección del Tercero Independiente	Enero 2018	<ul style="list-style-type: none"> • 15 de enero. ENI-México remite el aviso de la elección del Tercero Independiente para la cuantificación y certificación de reservas de hidrocarburos del área contractual CNH-R01-L02-A1/2015. ENI México-OUT-0009/2018. • 16 de enero. Hokchi Energy remite el aviso de la elección del Tercero Independiente para la cuantificación y certificación de reservas de hidrocarburos del área contractual CNH-R01-L02-A2/2015. 006/2018.
Aviso Inicial de la Cuantificación y Certificación de Reservas	Julio 2017 y enero 2018	<ul style="list-style-type: none"> • 7 de julio. Pemex remite el aviso de inicio del procedimiento anual de cuantificación de reservas e Informe de los Recursos Contingentes Relacionados. PEP-DRRA-SRPARH-90-2017. • 16 de enero. ENI-México remite el aviso de inicio del procedimiento anual de cuantificación y certificación de reservas de hidrocarburos del área contractual CNH-R01-L02-A1/2015. ENI México-OUT-0011/2018. • 18 de enero. Hokchi Energy remite el aviso de inicio del procedimiento anual de cuantificación y certificación de reservas de hidrocarburos del área contractual CNH-R01-L02-A2/2015. 007/2018.
Informe del Operador Petrolero	1 de enero al 15 de febrero de 2018	<ul style="list-style-type: none"> • 6 de febrero. ENI-México solicita prórroga para la entrega de la información de reservas al 1 de enero de 2018. ENI México-OUT-0024/2018. • 9 de febrero. Se atiende solicitud de ENI-México de la prórroga para la entrega de información de reservas al 1 de enero de 2018. 250.041/2018. • 9 de febrero. Hokchi Energy solicita prórroga para la entrega de la información de reservas al 1 de enero de 2018. 025/2018.

Tipo de Entrega	Programa	Estatus de la Entrega de la Información
		<ul style="list-style-type: none"> • 13 de febrero. Se atiende solicitud de Hokchi Energy de la prórroga para la entrega de información de reservas al 1 de enero de 2018. 250.045/2018. • 14 de febrero. Pemex solicita prórroga para la entrega de la información de reservas al 1 de enero de 2018, del Tercero Independiente Ryder Scott Company. PEP-DRRA-SRPARH-018-2018. • 14 de febrero. Se atiende solicitud de Pemex de la prórroga para el Tercero Independiente Ryder Scott Company. 250.050/2018. • 15 de febrero. Pemex entrega información de reservas 1P, 2P y 3P al 1 de enero de 2018. PEP-DRRA-SRPARH-020-2018. • 22 de febrero. Pemex remite información de reservas 1P al 1 de enero de 2018 del Tercero Independiente Ryder Scott Company. PEP-DRRA-SRPARH-025-2018. • 22 de febrero. ENI-México remite información de reservas 1P, 2P y 3P al 1 de enero de 2018. ENI México-OUT-0049/2018. • 22 de febrero. Hokchi Energy remite información de reservas 1P, 2P y 3P al 1 de enero de 2018. 026/2018.
Reuniones de Trabajo	09 al 11 de mayo de 2018	<ul style="list-style-type: none"> • Realizadas de acuerdo con los oficios: 250.193/2018, 250.194/2018 y 250.195/2018.
Información adicional producto de las Reuniones de Trabajo	17 de mayo de 2018	<ul style="list-style-type: none"> • 17 de mayo. Entrega de información de reservas 2P y 3P al 1 de enero de 2018, producto de las Reuniones de Trabajo y comparencias: Pemex; Ryder Scott Company, L. P., Netherland, Sewell International S. de R. L. de C. V., DeGolyer and Macnaughton Corp.; y ENI-México, S. de R.L. de C.V.

Con la información recibida, inició la revisión y análisis de las cifras de reservas en el marco del proceso anual de cuantificación y certificación de reservas al 1 de enero de 2018.

II.2 Actividades de la Unidad Técnica de Extracción

El grupo de trabajo se conformó por 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 la metodología del *Petroleum Resources Management System* (PRMS), establecida por diversos organismos internacionales.

Las actividades principales que realizó dicho grupo de trabajo en la revisión fueron las siguientes:

- I. **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.
- II. **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.
- III. **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.
- IV. **Evaluación Económica:** Se revisaron y validaron los costos, inversiones, flujo de efectivo, Valor Presente Neto (VPN), límite económico, entre otros.

II.3 Revisión de las metodologías para la estimación de las reservas utilizadas por los Operadores Petroleros

Con base en la información de las cifras de reservas de hidrocarburos al 1 de enero de 2018 entregadas por los Operadores Petroleros y las correspondientes a los Terceros Independientes, la CNH realizó un análisis y determinó las acciones siguientes en el marco de la revisión de la metodología aplicable:

- Para las reservas probadas 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 los Operadores Petroleros y los Terceros Independientes, a través de lineamientos, documentos y comparecencias o audiencias, en su caso.

II.4 Revisión de la documentación de los Terceros Independientes

En la información remitida a la CNH, los Operadores Petroleros señalaron que, las compañías certificadoras de reservas que realizaron la revisión de sus evaluaciones al 1 de enero de 2018 fueron las siguientes:

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

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

II.5 Proceso de revisión de los valores presentados por los Operadores Petroleros

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

- a. Revisión y análisis de los reportes de reservas correspondientes a las categorías 2P y 3P por campo, 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 del informe de reservas correspondiente a las categorías 1P, 2P y 3P para los productos aceite, gas y petróleo crudo equivalente (PCE)

En la Tabla 1, se muestran las cifras nacionales de reservas 1P, 2P y 3P, para los productos aceite, gas y petróleo crudo equivalente al 1 enero de 2018.

Tabla 1. Reservas de hidrocarburos al 1 de enero de 2018

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

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

Tabla 2. Reservas de hidrocarburos al 1 de enero de 2018

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

**Los valores totales pueden no coincidir por redondeo*

Reservas en los campos adjudicados en las Rondas 1 y 2

De manera adicional, es importante destacar que para esta evaluación se consideró la cuantificación y certificación hecha por los Operadores Petroleros de los campos comprendidos en las áreas contractuales 1 y 2 que fueron adjudicadas en la Segunda Licitación de la Ronda 1, mientras que para el caso del área contractual 4 se mantuvo la cuantificación correspondiente al periodo anterior.

Para el caso de los campos adjudicados en la Tercera Licitación de la Ronda 1, Segunda y Tercera Licitación de la Ronda 2 se mantuvo la cuantificación correspondiente al periodo anterior descontando únicamente la producción del periodo, lo anterior en virtud de que, al 1 de enero de 2018 dichos Contratistas no presentaron un plan de desarrollo multianual para la extracción de hidrocarburos.

En la Tabla 3 se presentan las cifras de reservas 1P, 2P y 3P de los campos asociados a las licitaciones de las Rondas 1 y 2, para los productos aceite, gas y petróleo crudo equivalente al 1 enero de 2018.

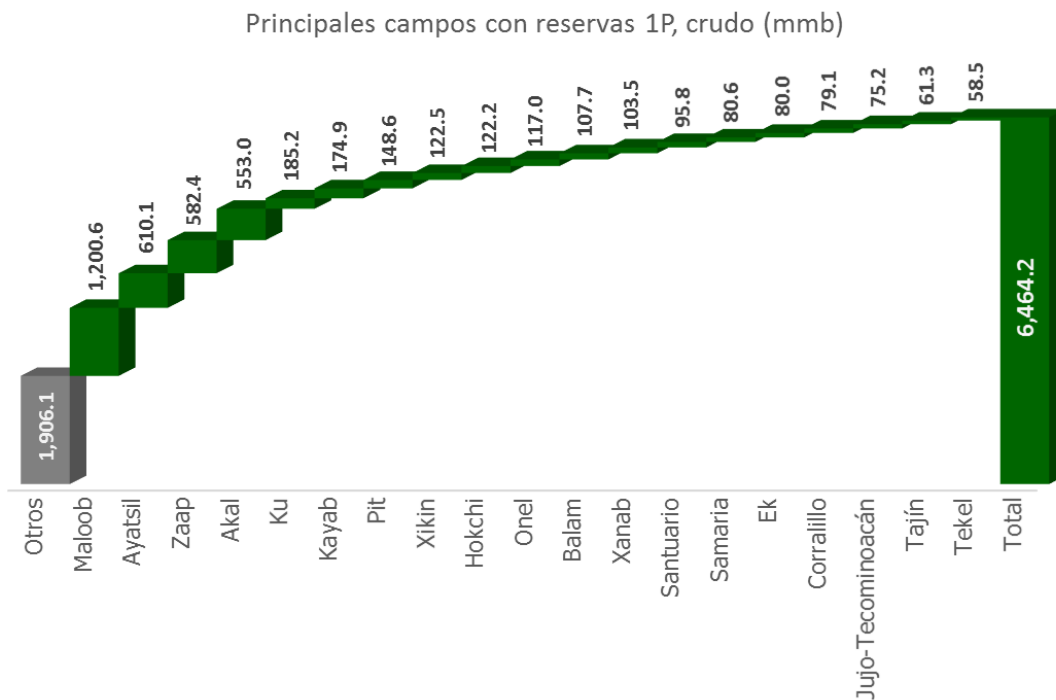
Tabla 3. Reservas de hidrocarburos de los campos adjudicados en las Rondas 1 y 2

Licitaciones	1P			2P			3P		
	Aceite mmb	Gas mmmpc	PCE mmb	Aceite mmb	Gas mmmpc	PCE mmb	Aceite mmb	Gas mmmpc	PCE mmb
R01 L02	251.0	228.0	292.7	614.8	383.9	686.1	958.4	678.0	1,088.2
R01 L03	5.3	25.7	11.9	24.6	56.5	37.7	26.4	105.1	49.4
R02 L02	0.0	24.4	4.6	0.0	62.3	11.1	0.0	70.3	12.7
R02 L03	0.2	1.6	0.7	0.5	5.4	1.8	1.4	20.2	5.4
Total	256.5	279.7	309.9	640.0	508.1	736.6	986.2	873.6	1,155.8

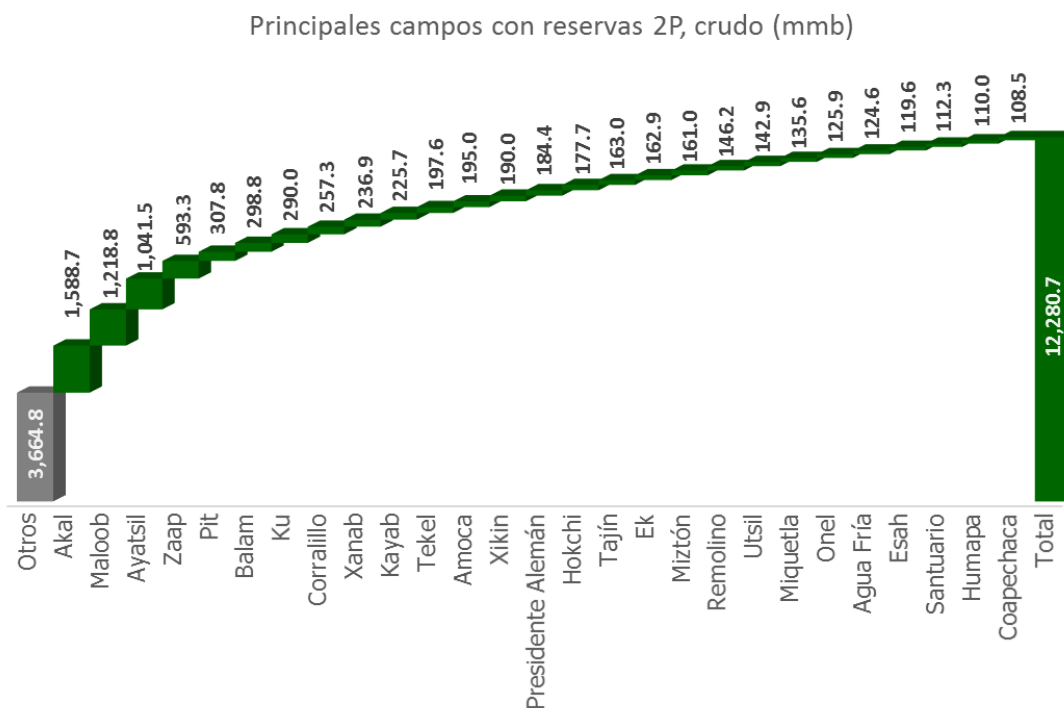
Integración de las reservas 1P, 2P y 3P de aceite de los principales campos

En las Gráficas 1, 2 y 3 se observan los campos que contribuyen con aproximadamente el 70% de las reservas de aceite 1P, 2P y 3P, respectivamente. Los campos de aguas someras Akal, Maloob, Ayatsil y Zaap son los 4 campos con mayores reservas de aceite del país para el caso de las reservas 1P y 2P, mientras que para el caso de las reservas 3P, dichos 4 campos se encuentran dentro de los 5 campos con mayores reservas de aceite.

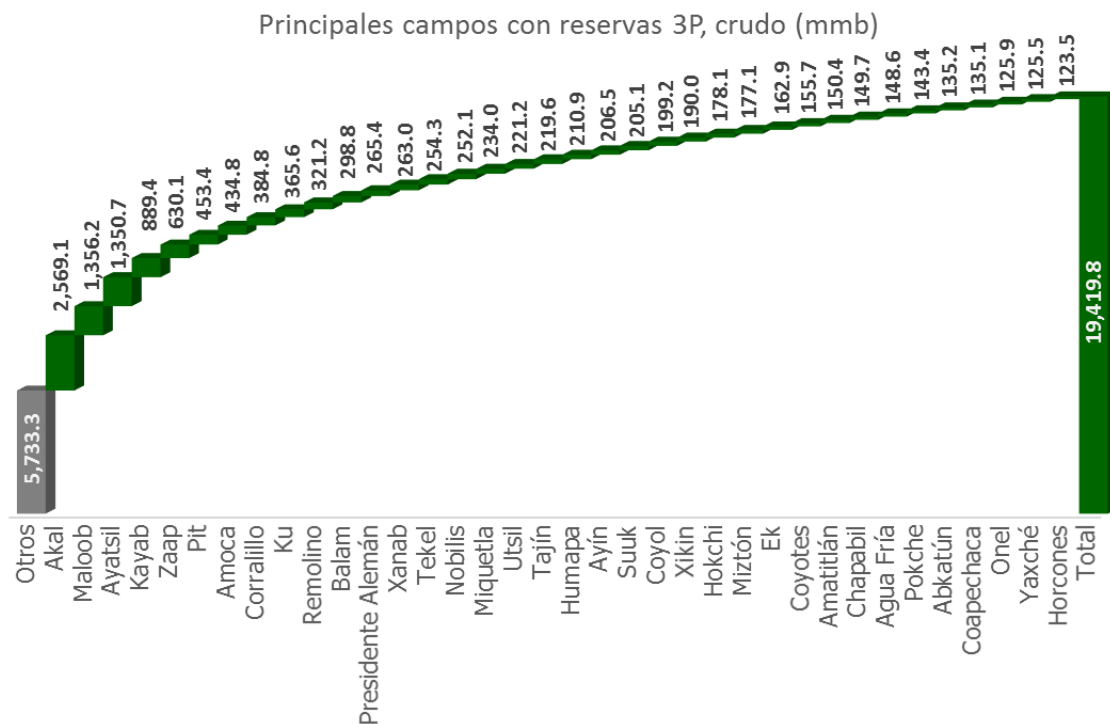
Considerando el total de los campos mostrados, los campos de aguas someras contribuyen con volúmenes de 4,166.1 mmb, 7,273.9 mmb y 10,885.9 mmb, para las categorías 1P, 2P y 3P, respectivamente; los campos terrestres de la zona sur contribuyen con 251.5 mmb y 112.3 mmb, para las categorías 1P y 2P, respectivamente; los campos terrestres de la zona norte contribuyen con 140.4 mmb, 1,229.6 mmb y 2,548.6 mmb, para las categorías 1P, 2P y 3P, respectivamente; mientras que el campo de aguas profundas (Nobilis) contribuye con 252.1 mmb para la reserva 3P.



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



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



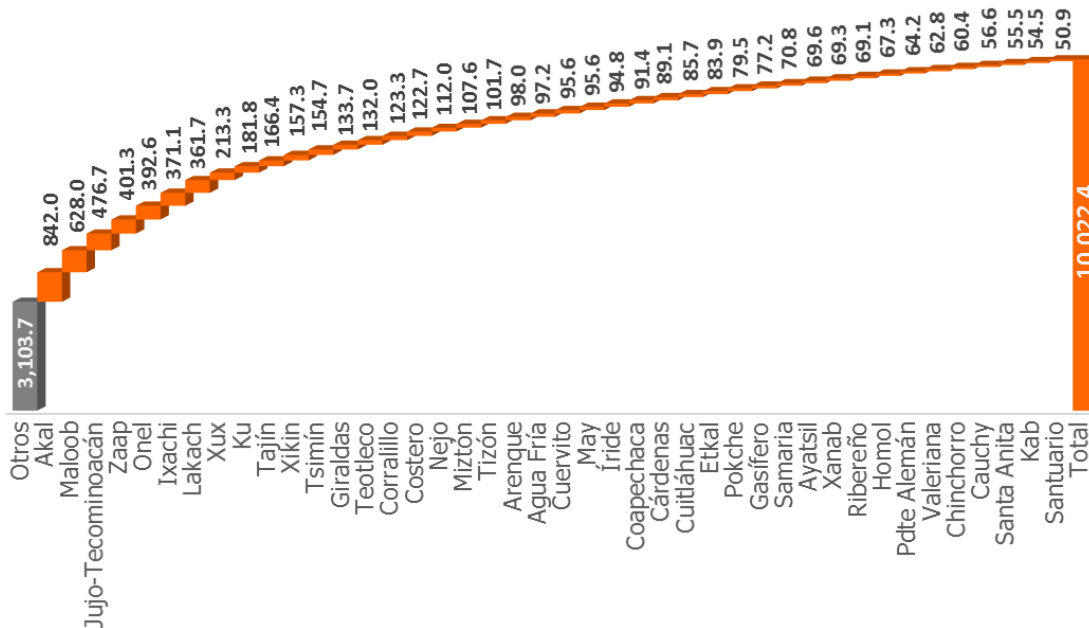
Gráfica 3. Integración de las reservas 3P de aceite de los principales campos (mmb).

Integración de las reservas 1P, 2P y 3P de gas de los principales campos

En las Gráficas 4 y 5 se observan los campos que contribuyen con aproximadamente el 70% de las reservas de gas 1P y 2P, y en la Gráfica 6 aquellos que contribuyen aproximadamente con el 65% de las reservas 3P.

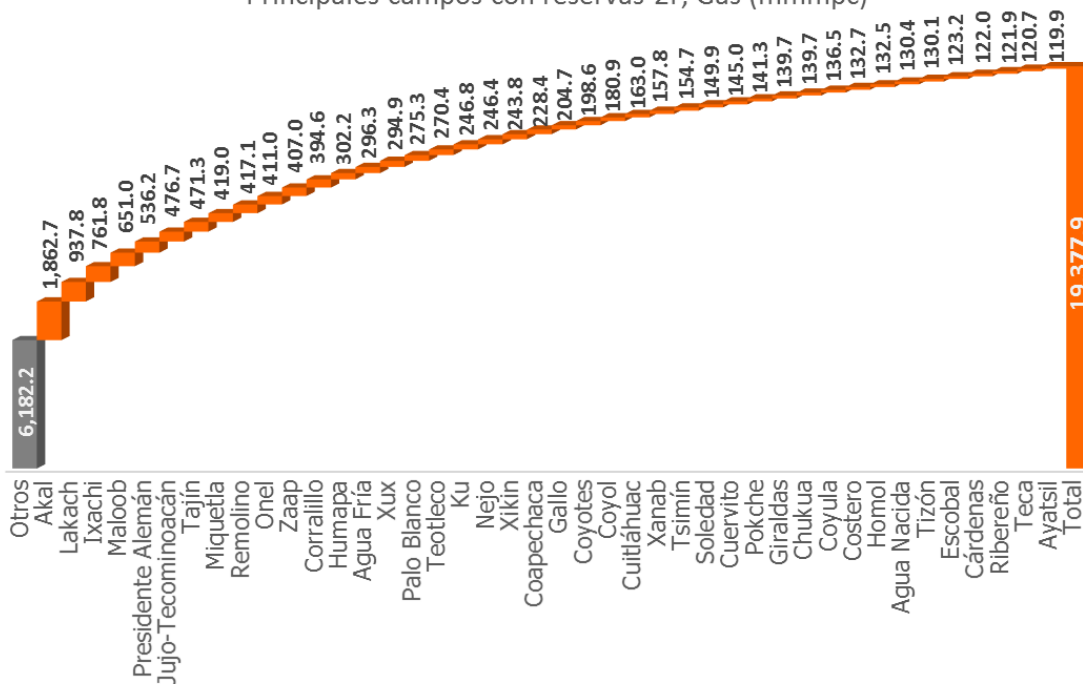
Considerando el total de los campos mostrados, los campos de aguas someras contribuyen con volúmenes de 3,696.2 mmmpc, 5,083.8 mmmpc y 6,669.7 mmmpc , para las categorías 1P, 2P y 3P, respectivamente; los campos terrestres de la zona sur contribuyen con 1,464.7 mmmpc, 1,393.5 mmmpc y 1,390.6 mmmpc, para las categorías 1P, 2P y 3P, respectivamente; los campos terrestres de la zona norte contribuyen con 1,396.2 mmmpc, 5,780.6 mmmpc y 9,875.7 mmmpc, para las categorías 1P, 2P y 3P, respectivamente; mientras que campos de aguas profundas contribuyen con volúmenes de 361.7 mmmpc, 937.8 mmmpc y 1,999.8 mmmpc , para las categorías 1P, 2P y 3P, respectivamente.

Principales campos con reservas 1P, Gas (mmpc)



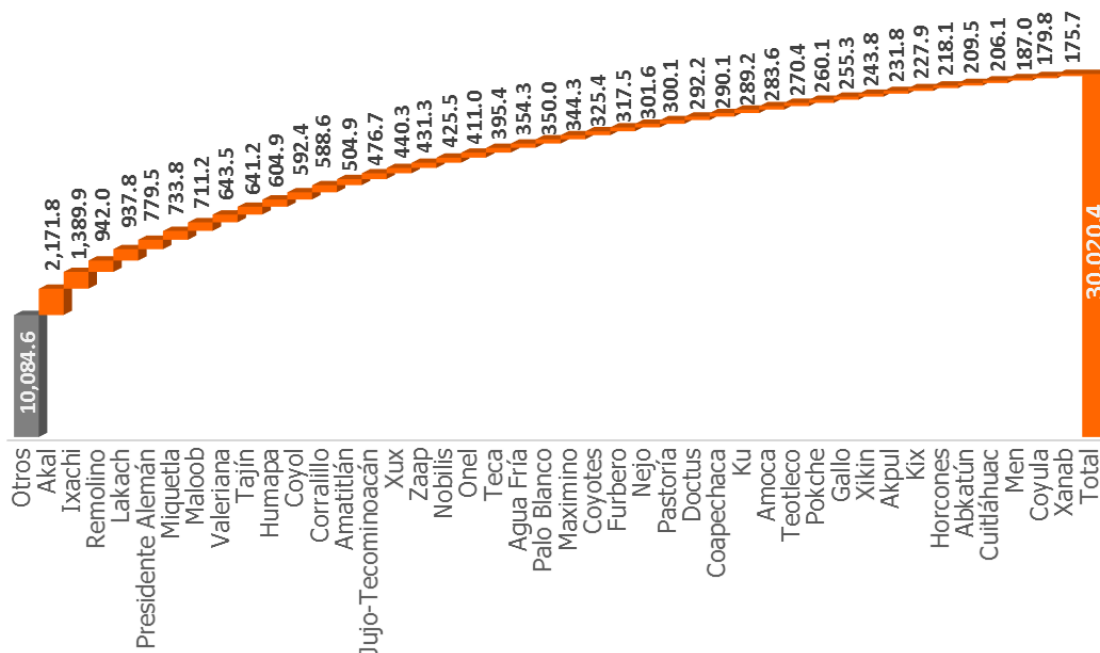
Gráfica 4. Integración de las reservas 1P de gas de los principales campos (mmpc).

Principales campos con reservas 2P, Gas (mmpc)



Gráfica 5. Integración de las reservas 2P de gas de los principales campos (mmpc).

Principales campos con reservas 3P, Gas (mmmpc)

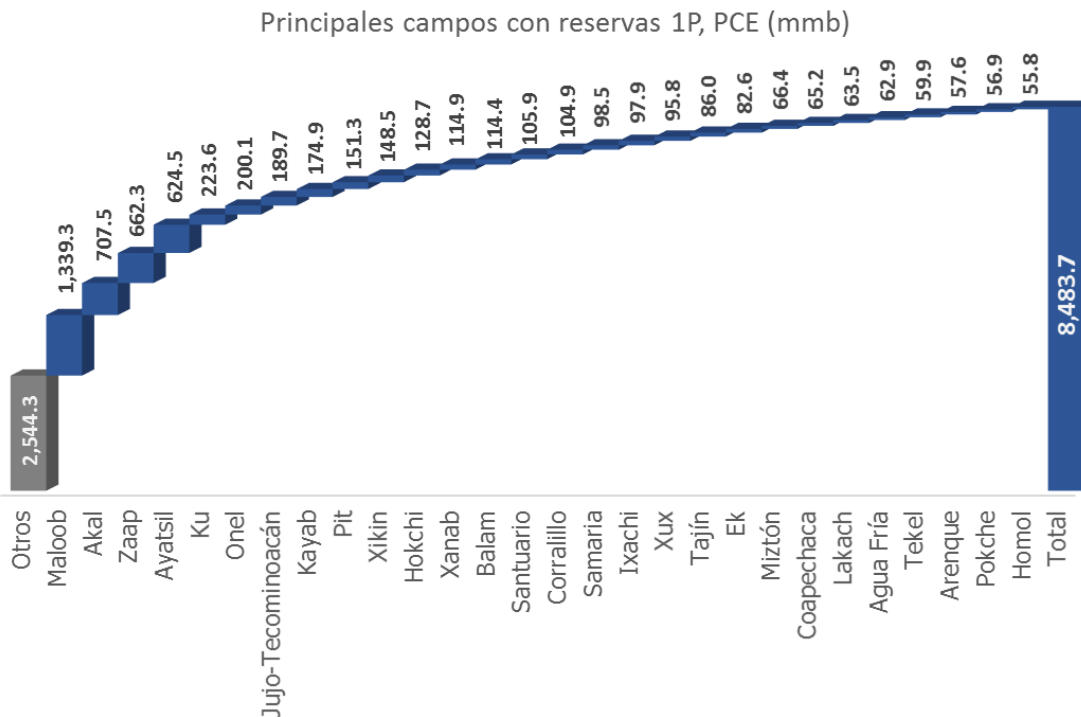


Gráfica 6. Integración de las reservas 3P de gas de los principales campos (mmmpc).

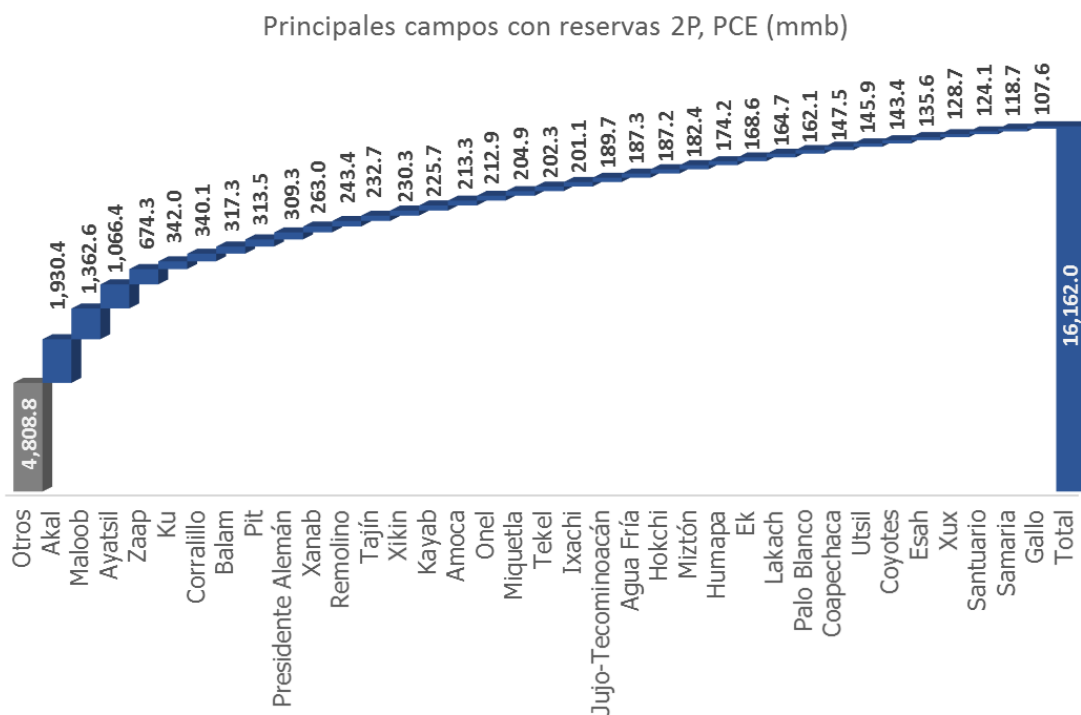
Integración de las reservas 1P de petróleo crudo equivalente (PCE) de los principales campos

En las Gráficas 7 y 8 se observan los campos que contribuyen con aproximadamente el 70% de las reservas de petróleo crudo equivalente 1P y 2P y en la Gráfica 9 aquellos que contribuyen aproximadamente con el 65% de las reservas 3P.

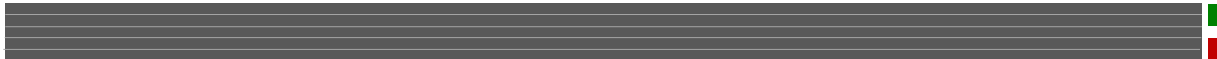
Considerando el total de los campos mostrados, los campos de aguas someras contribuyen con volúmenes de 5,064.9 mmb, 8,302.3 mmb y 11,405.5 mmb, para las categorías 1P, 2P y 3P, respectivamente; los campos terrestres de la zona sur contribuyen con 394.0 mmb, 432.5 mmb y 403.4 mmb, para las categorías 1P, 2P y 3P, respectivamente; los campos terrestres de la zona norte contribuyen con 417.0 mmb, 2,453.6 mmb y 4,326.0 mmb, para las categorías 1P, 2P y 3P, respectivamente; mientras que los campos de aguas profundas contribuyen con volúmenes de 63.5 mmb, 164.7 mmb y 524.9 mmb, para las categorías 1P, 2P y 3P, respectivamente.



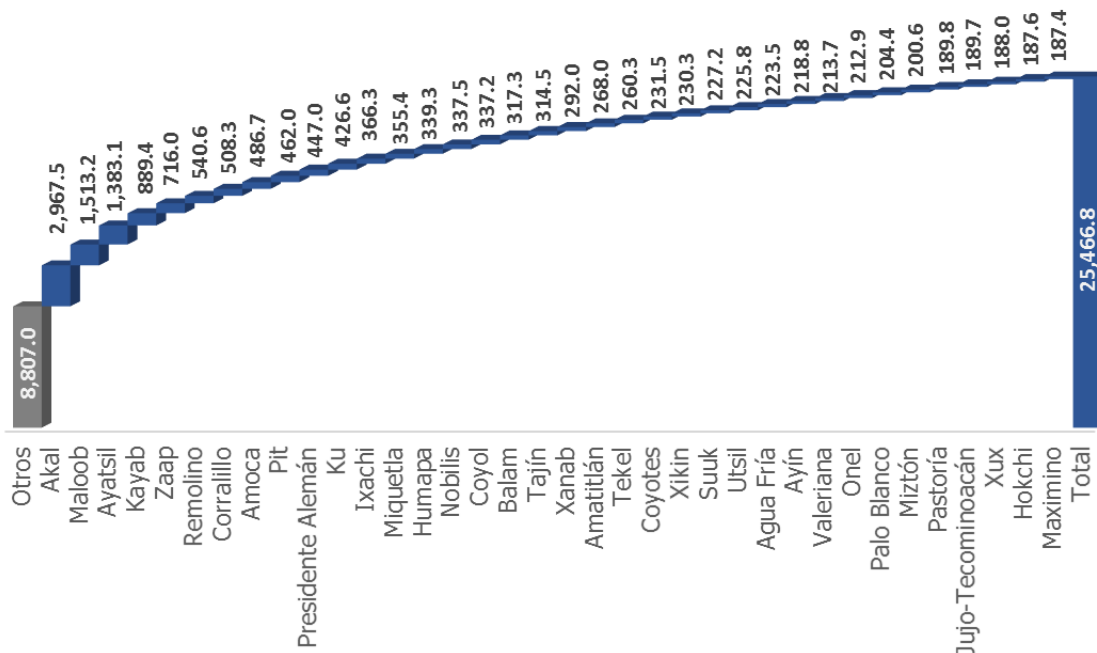
Gráfica 7. Integración de las reservas 1P de PCE de los principales campos (mmb).



Gráfica 8. Integración de las reservas 2P de PCE de los principales campos (mmb).



Principales campos con reservas 3P, PCE (mmb)



Gráfica 9. Integración de las reservas 3P de PCE de los principales campos (mmb).

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 cuántos barriles han podido ser restituidos en comparación con los barriles que han sido producidos en un cierto periodo de tiempo. Este indicador puede ser representado por el tipo de actividad que se desarrolla en un periodo de tiempo y puede ser expresado con dos metodologías:

Tasa de Restitución por Descubrimientos (TR_D)

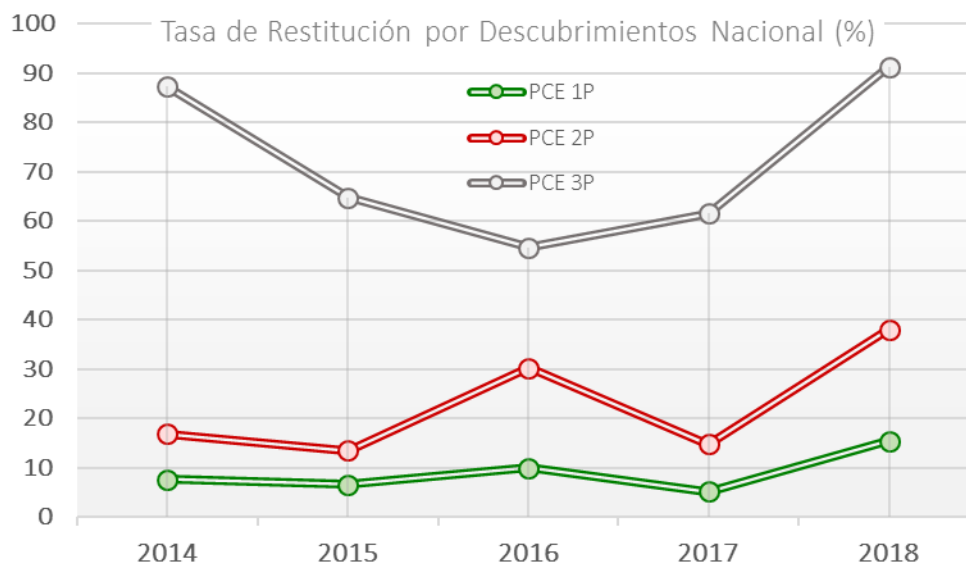
La tasa de restitución por descubrimientos se obtiene mediante el cociente del total de reservas 1P, 2P o 3P adicionadas en un periodo, derivada de la actividad de incorporación exploratoria, y el volumen producido en el mismo periodo. El cálculo específico de la tasa de restitución de reservas por descubrimientos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

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

En la Tabla 4 se muestran las tasas de restitución por descubrimientos, producto de las actividades exploratorias para las reservas 1P, 2P y 3P; en la Gráfica 10 se muestra el comportamiento de la tasa de restitución por descubrimientos 1P, 2P y 3P para el producto petróleo crudo equivalente.

Tabla 4. Tasa de Restitución por Descubrimientos

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



Gráfica 10. Tasa de Restitución por Descubrimientos a nivel Nacional.

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

De acuerdo con la información Nacional, la Tasa de Restitución por Descubrimientos de las reservas probadas (1P) de petróleo crudo equivalente al 1 de enero de 2018 tiene un incremento de 10.3% respecto de la del año pasado de 5.1%; para el caso de las reservas 2P de petróleo crudo equivalente se tiene un incremento de 23.3% respecto de la del año pasado de 14.8% y para el caso de las reservas 3P de petróleo crudo equivalente se tiene un incremento de 29.8% respecto de la del año pasado de 61.5%.

Las incorporaciones consideradas en el caso de las reservas 1P corresponden a aquellas asociadas a los descubrimientos Suuk, Valeriana e Ixachi; para el caso de las reservas 2P se consideran los descubrimientos Hok, Octli, Suuk, Teekit Profundo, Valeriana e Ixachi; mientras que para el caso de las reservas 3P se consideran los descubrimientos de Nobilis, Hok, Octli, Suuk, Teekit Profundo, Valeriana e Ixachi.

Tomando las reservas de petróleo crudo equivalente asociadas a los descubrimientos considerados en cada categoría de reserva y la producción Nacional del año 2017 de 1001.9 mmb de PCE, las Tasas de Restitución por Descubrimientos de las reservas 1P, 2P y 3P de PCE al 1 de enero de 2018, representaron el 15.4%, 38.1% y 91.3%, respectivamente.

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

Tasa de Restitución Integral (TR_i)

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

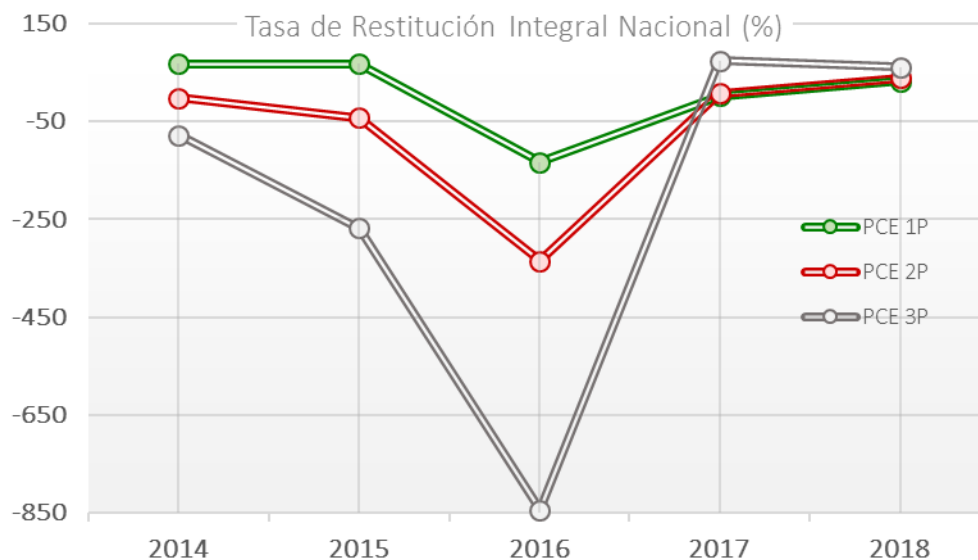
El cálculo específico de la tasa de restitución de reservas total o integral se realiza con base en la siguiente fórmula:

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

En la Tabla 5 y la Gráfica 11 se muestra el comportamiento de la tasa de restitución integral para las reservas 1P, 2P y 3P en los últimos 5 años.

Tabla 5. Tasa de Restitución Integral

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



Gráfica 11. Tasa de Restitución Integral a nivel Nacional.

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

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

Los descubrimientos que incorporaron reservas al 1 de enero de 2018 en las categorías 1P, 2P y 3P (mencionados en la sección Tasa de Restitución por Descubrimientos), producto de

actividades exploratorias, conjuntaron volúmenes de PCE de 153.8 mmb, 381.3 mmb y 914.7 mmb, respectivamente.

En el rubro de delimitación, los campos Tetl y Jaatsul tuvieron disminuciones importantes en las categorías 2P y 3P, las disminuciones en ambos campos en la categoría 2P conjuntaron un volumen de 46 mmb de PCE; mientras que para la categoría 3P conjuntaron un volumen de 208.1 mmb de PCE. Por otro lado, en este mismo rubro se encuentra el campo Teotleco, el cual tuvo un aumento en su reserva 2P de 48.6 mmb de PCE, lo cual contribuyó a que la variación de las reservas 2P por delimitación fuera de 2.6 mmb de PCE al alza. Para el caso de las reservas 3P no se tuvieron incrementos por delimitaciones para ningún campo, por lo que la disminución en las reservas nacionales causada por los campos anteriormente mencionados (Tetl y Jaatsul) en esta categoría, no pudo ser contrarrestada, obteniendo una disminución total de las reservas 3P de 209 mmb de PCE por delimitación.

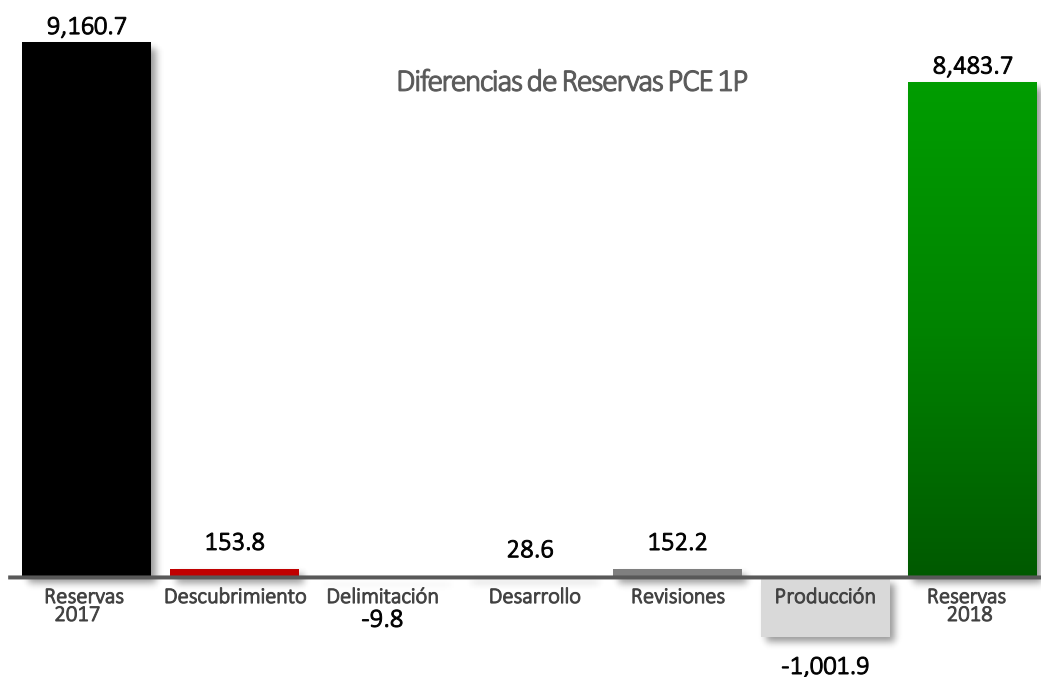
Las mayores variaciones por concepto de desarrollo se dieron principalmente en los campos Nejo, Aragón, Cacalilao y Terra. Lo anterior resulta en la adición de 70.5 mmb de PCE en la categoría 2P y 57.5 mmb de PCE en la categoría 3P. Es importante mencionar que este año, por concepto de desarrollo, no hubo variaciones de reservas a la baja, en ninguna de las categorías.

En el rubro de revisiones se identificaron incrementos importantes en reservas en algunos campos, por ejemplo, para el caso de los campos Hokchi, Miztón y Amoca, se da una variación al alza de 413.9 mmb de PCE para el caso de las reservas 2P y de 649.7 mmb de PCE para el caso de las reservas 3P, producto de la revaluación realizada por los nuevos Operadores Petroleros. Asimismo, se observó un incremento en las reservas 2P de 275.3 mmb de PCE en los campos Xikin, Onel y Xanab y para el caso de las reservas 3P se adicionaron 175.2 mmb de PCE por parte de los campos Xikin y Onel. Cabe resaltar que el campo Nobilis, perteneciente a aguas profundas, tuvo un incremento de 155.5 mmb de PCE en las reservas 3P, derivado de la extensión del yacimiento Wilcox-100.

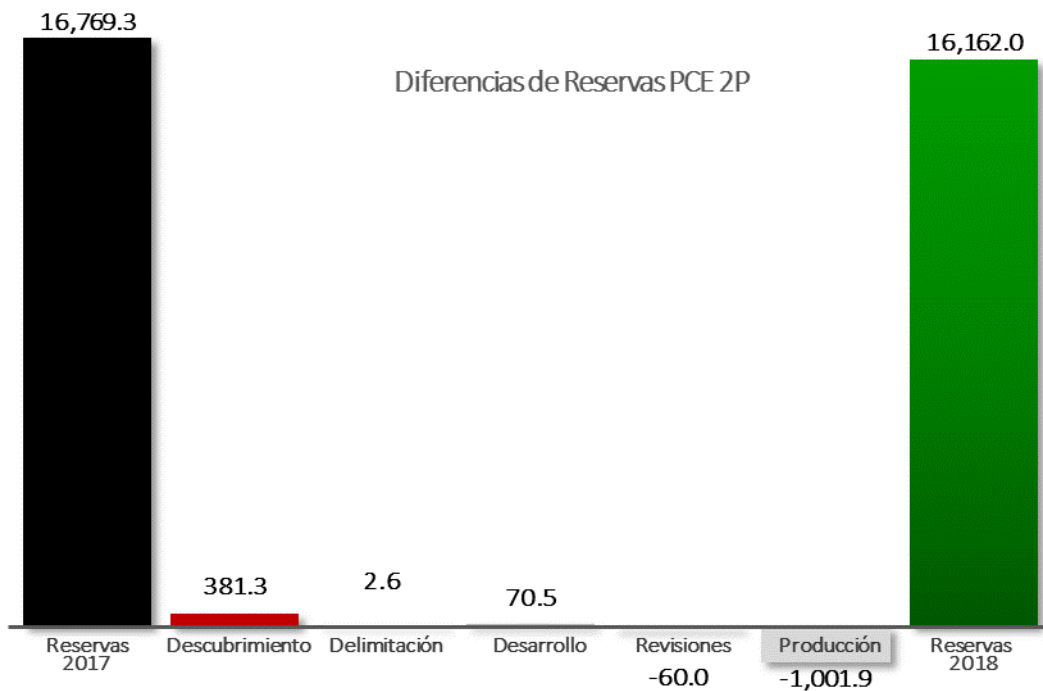
Las disminuciones por revisiones presentes en la reserva 2P se dieron principalmente por las variaciones que presentaron los campos Íride, Cunduacán y Oxiacaque, derivado de los resultados de la inyección de gas, por la reclasificación de volúmenes del campo Akal a una categoría con mayor incertidumbre y por la actualización del modelo geológico de los campos Ayatsil, Tekel y Utsil, derivado del objetivo más bajo estructuralmente encontrado por el pozo Ayatsil-161. Para el caso de la reserva 3P, las disminuciones por revisiones se dieron principalmente por la desincorporación del campo Trión, así como por los casos antes mencionados de los campos Ayatsil, Tekel, Utsil, Íride, Cunduacán y Oxiacaque.

Producto de todas las adiciones de reservas 2P y 3P por concepto de revisión, se obtuvieron 1,164.5 mmb de PCE y 1,613.8 mmb de PCE, respectivamente; los cuales no fueron suficientes para contrarrestar la disminución de 1,224.5 mmb de PCE y 1,766.2 mmb de PCE, de las categorías 2P y 3P; obteniéndose así una variación neta de 60 mmb de PCE para la reserva 2P y 152.4 mmb de PCE para la reserva 3P, ambas a la baja.

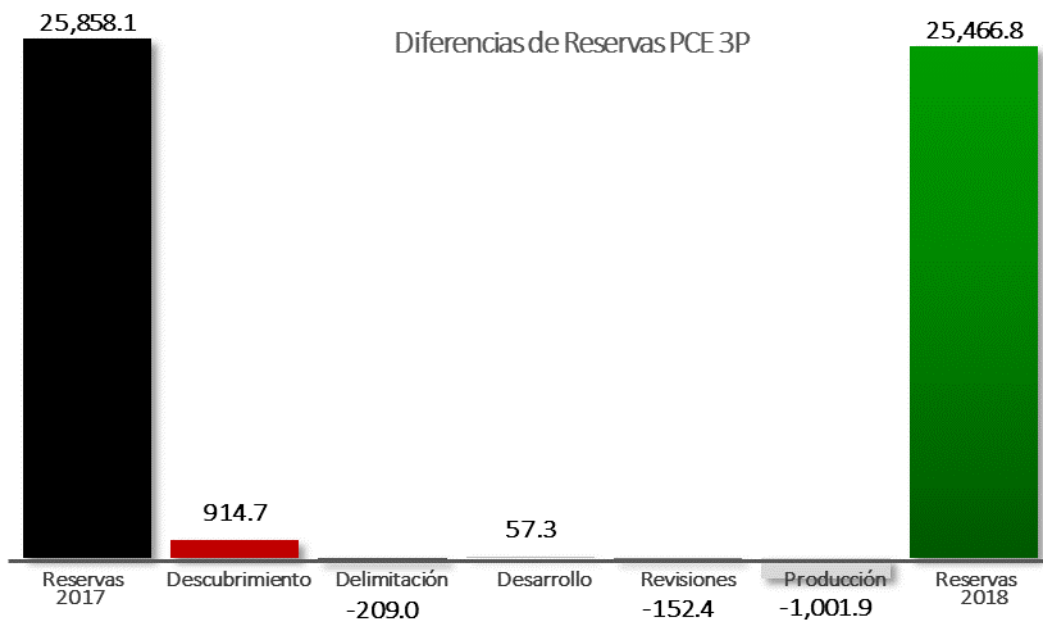
En las Gráficas 12, 13 y 14 se muestran en mayor detalle los valores del balance de reservas al 1 de enero de 2018, así como los rubros en donde se tuvo la mayor variación.



Gráfica 12. Balance de reservas 1P al 1 de enero de 2018.



Gráfica 13. Balance de reservas 2P al 1 de enero de 2018.
*Los valores de diferencias pueden no coincidir por redondeo



Gráfica 14. Balance de reservas 3P al 1 de enero de 2018.

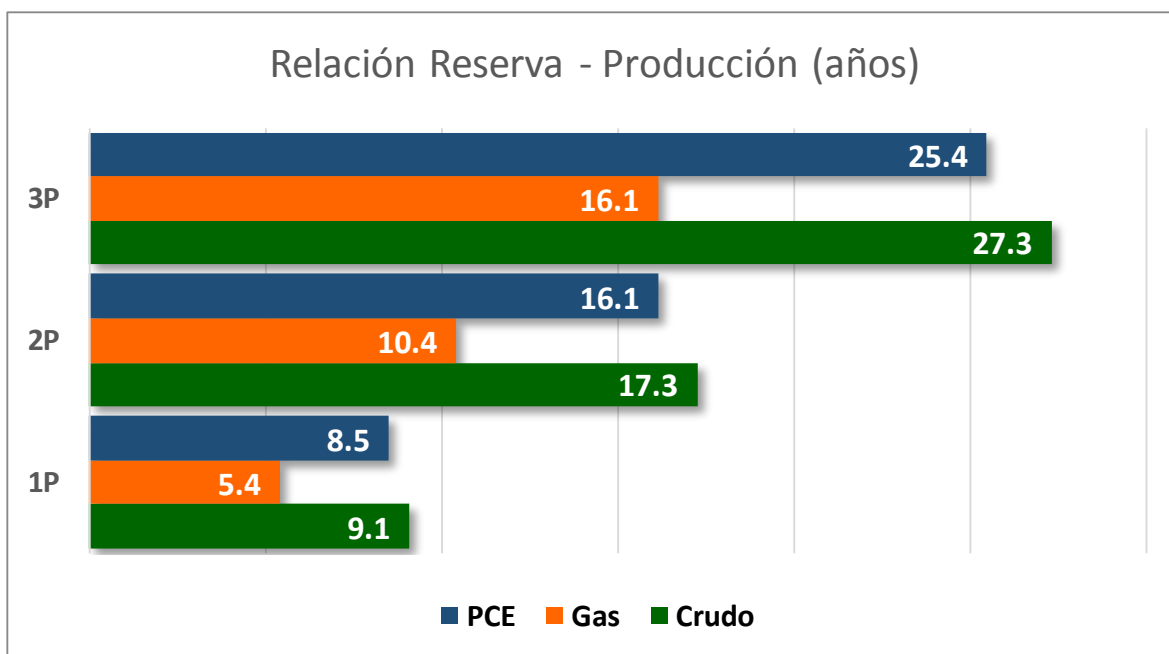
c) Revisión y análisis de la Relación Reserva-Producción

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

La Relación Reserva-Producción para cada uno de los productos: aceite, gas y petróleo crudo equivalente a nivel nación se muestran en la Tabla 6 y la Gráfica 15.

Tabla 6. Relación Reserva-Producción Nacional

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



Gráfica 15. Relación Reserva-Producción 1P, 2P y 3P Nacional al 1 de enero de 2018.

d) Descubrimientos

Los descubrimientos que incorporaron reservas 1P, 2P y 3P al 1 de enero de 2018 se presentan en la Tabla 7 y se enlistan a continuación.

- El pozo Suuk-1A ubicado en Cuencas del Sureste, documentó volúmenes pertenecientes al campo Suuk de 35 mmb de PCE, 60.8 mmb de PCE y 227.2 mmb de PCE, en las categorías 1P, 2P y 3P, respectivamente.
- El pozo Valeriana-1 ubicado en Cuencas del Sureste, documentó volúmenes pertenecientes al campo Valeriana de 20.9 mmb de PCE, 38.3 mmb de PCE y 213.7 mmb de PCE, en las categorías 1P, 2P y 3P, respectivamente.
- El pozo Ixachi-1 ubicado en la Cuenca de Veracruz, descubrió un yacimiento de gas y condensado y documentó volúmenes pertenecientes al campo Ixachi de 97.9 mmb de PCE, 201.1 mmb de PCE y 366.3 mmb de PCE, en las categorías 1P, 2P y 3P, respectivamente.
- El pozo Hok-1 ubicado en Cuencas del Sureste y documentó un volumen perteneciente al campo Hok de 31.7 mmb de PCE en la categoría 2P.
- El pozo Octli-1 ubicado en Cuencas del Sureste y documentó un volumen perteneciente al campo Octli de 35.4 mmb de PCE y 41.7 mmb de PCE, en categorías 2P y 3P, respectivamente.
- El pozo Teekit-1001 ubicado en Cuencas del Sureste, documentó un volumen perteneciente al campo Teekit Profundo de 13.9 mmb de PCE en la categoría 2P.
- El pozo Nobilis-101 ubicado en Golfo de México Profundo, documentó un volumen perteneciente al campo Nobilis de 20.3 mmb de PCE en la categoría 3P.

Tabla 7. Descubrimientos 2017

Campo	Pozo	Tipo de Fluido	°API	Reservas 1P			Reservas 2P			Reservas 3P		
				Aceite (mmb)	Gas Natural (mmmpc)	PCE (mmbpce)	Aceite (mmb)	Gas Natural (mmmpc)	PCE (mmbpce)	Aceite (mmb)	Gas Natural (mmmpc)	PCE (mmbpce)
Golfo de México Profundo				0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	16.8	17.1	20.3
Nobilis	Nobilis-101	Aceite	33.8 - 33.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	16.8	17.1	20.3
Cuencas del Sureste				37.6	83.4	55.9	133.7	232.7	180.2	339.1	864.2	528.1
Hok	Hok-1	Aceite	26	0.0	0.0	0.0	27.0	28.8	31.7	27.0	28.8	31.7
Octli	Octli-1	Aceite	30	0.0	0.0	0.0	27.9	46.5	35.4	33.2	52.0	41.7
Suuk	Suuk-1A	Aceite	33	31.6	20.6	35.0	54.9	35.7	60.8	205.1	133.3	227.2
Teekit Profundo	Teekit-1001	Aceite	23 - 31	0.0	0.0	0.0	12.9	6.6	13.9	12.9	6.6	13.9
Valeriana	Valeriana-1	Gas y condensado	42.3	6.0	62.8	20.9	11.0	115.2	38.3	60.9	643.5	213.7
Cuenca de Veracruz				31.9	371.1	97.9	65.6	761.8	201.1	119.2	1,389.9	366.3
Ixachi	Ixachi-1	Gas y condensado	40.3	31.9	371.1	97.9	65.6	761.8	201.1	119.2	1,389.9	366.3
TOTAL				69.5	454.4	153.8	199.3	994.4	381.3	475.1	2,271.3	914.7

En las Figuras 3 y 4 se muestran las ubicaciones de los descubrimientos realizados en el año 2017 que incorporaron reservas 1P, 2P y 3P al 1 de enero de 2018.

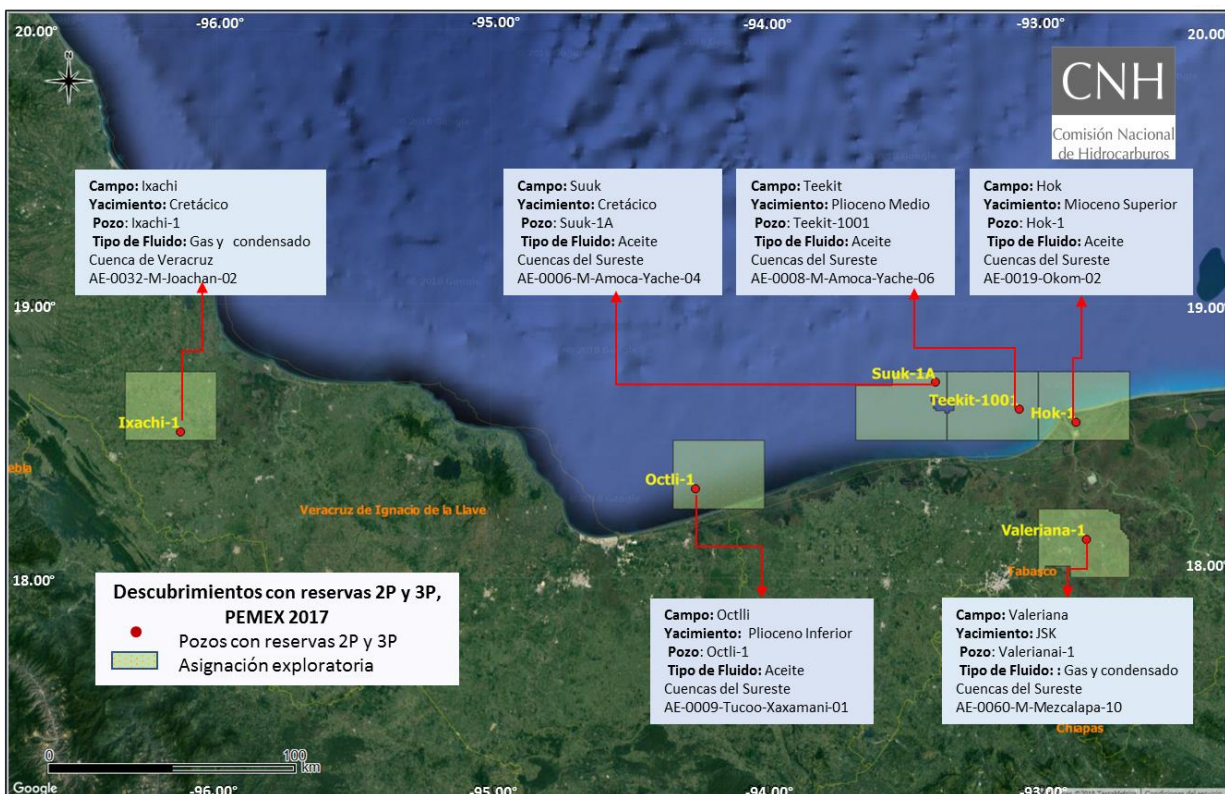


Figura 3. Descubrimientos 2017.

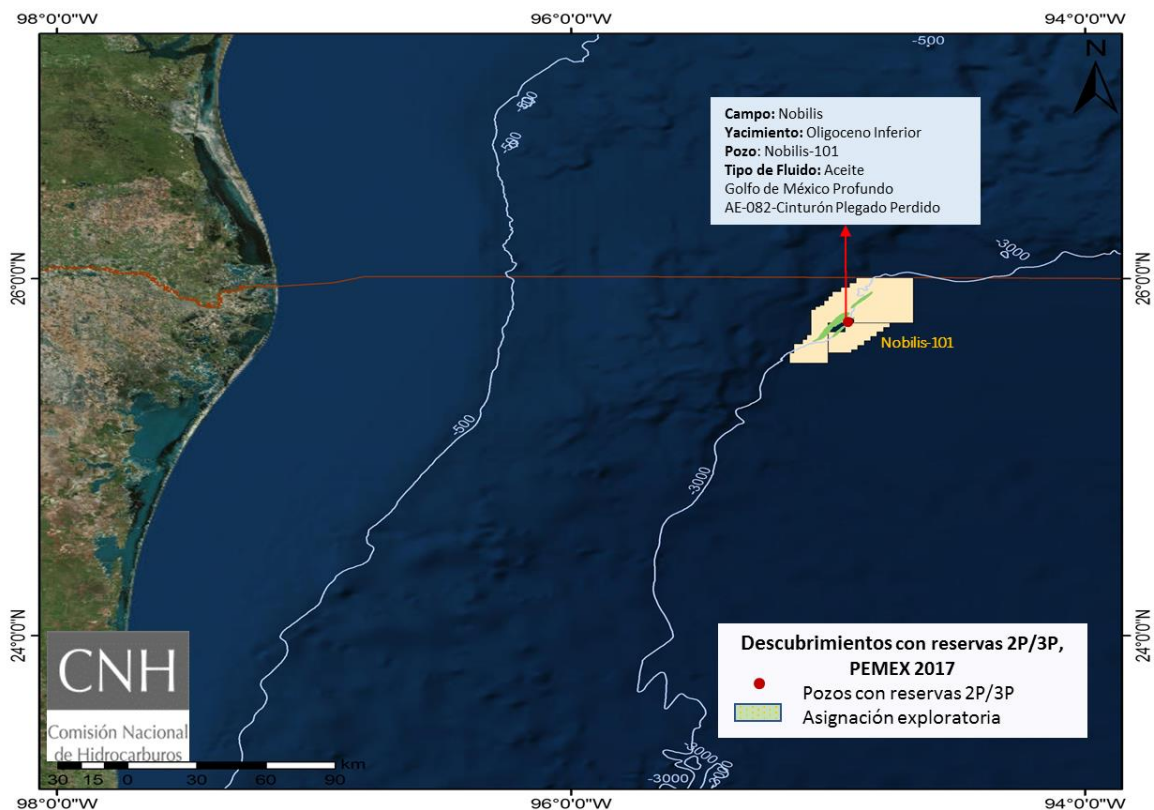


Figura 4. Descubrimiento Nobilis (Oligoceno Inferior 1 y 2) 2017.

II.6 Proceso de revisión de los valores de los Operadores Petroleros y de los Terceros Independientes

Con base en la información y análisis referidos, la CNH elaboró un comparativo de los valores de reservas 2P y 3P para los productos aceite, gas y petróleo crudo equivalente presentados por los Operadores Petroleros y por los Terceros Independientes.

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

Los Lineamientos que regulan el procedimiento de cuantificación y certificación de reservas de la Nación y el informe de los recursos contingentes relacionados, aplicables a Pemex, en sus artículos 22 fracciones II y III; y 23, mencionan los criterios de resolución y procedimiento general para la resolución de las reservas de hidrocarburos, tomando en cuenta dos criterios; el primero especifica que si los valores presentados por el Operador Petrolero en comparación con los de los Terceros Independientes son mayores al 10% a nivel de campo para las reservas

1P y 20% para las reservas 2P y 3P, se aplicaría un segundo criterio, que consiste en revisar si esa diferencia entre Operador y Tercero Independiente es menor o igual al 5% respecto a los valores de reservas de cada categoría certificados en el año. En este último caso, si las diferencias fueran mayores al 5%, de acuerdo con el artículo 25, se aplica una revisión específica de las mismas.

Los Lineamientos que regulan el procedimiento de cuantificación y certificación de reservas de la Nación, aplicables a ENI México y Hokchi Energy, en su artículo 23, menciona el criterio para identificar las diferencias, el cual, evalúa si las diferencias en petróleo crudo equivalente entre los valores presentados por el Operador Petrolero en comparación con los de los Terceros Independientes son mayores al 10% a nivel de campo para las reservas 1P y 20% para las reservas 2P y 3P. De cumplirse los supuestos antes mencionados, la Comisión podrá instruir que inicie un mecanismo de revisión para aquellos campos que excedan las diferencias absolutas en petróleo crudo equivalente en 15, 50 y 75 mmb para las reservas 1P, 2P y 3P, respectivamente.

Para tal efecto, los Operadores Petroleros, así como el Tercero independiente podrán aportar evidencias e información técnica o científica adicional, que no haya sido objeto de revisión durante el procedimiento, que permitan resolver o explicar dichas diferencias.

Comparativos en valores de reservas

Criterio

Para el caso de los Lineamientos que regulan el procedimiento de cuantificación y certificación de reservas de la Nación y el informe de los recursos contingentes relacionados; diferencia absoluta entre las estimaciones del Operador Petrolero y las estimaciones de los Terceros Independientes menor o igual al 10% por campo para las reservas 1P y 20% para las reservas 2P y 3P, para los productos aceite, gas y petróleo crudo equivalente.

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

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

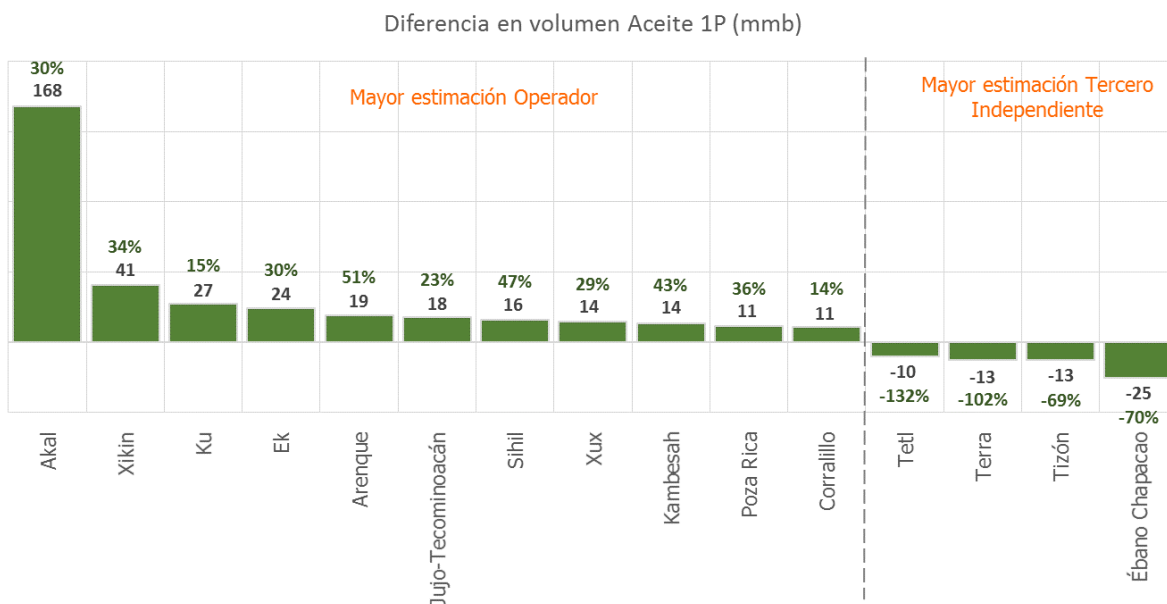
Para el caso de Los Lineamientos que regulan el procedimiento de cuantificación y certificación de reservas de la Nación; diferencia absoluta entre las estimaciones del Operador

Petrolero y las estimaciones de los Terceros Independientes menor o igual al 10% por campo para las reservas 1P y 20% para las reservas 2P y 3P, para petróleo crudo equivalente.

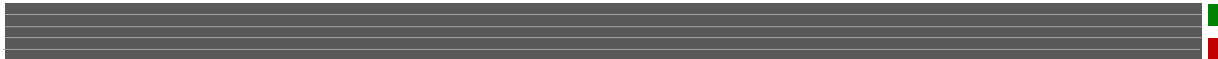
$$\frac{|\text{Vol Reservas por campo}_{\text{Operador Petrolero}} - \text{Vol Reservas por campo}_{\text{Tercero Independiente}}|}{\text{Vol Reservas por campo}_{\text{Operador Petrolero}}} \times 100 \leq 10\%$$

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

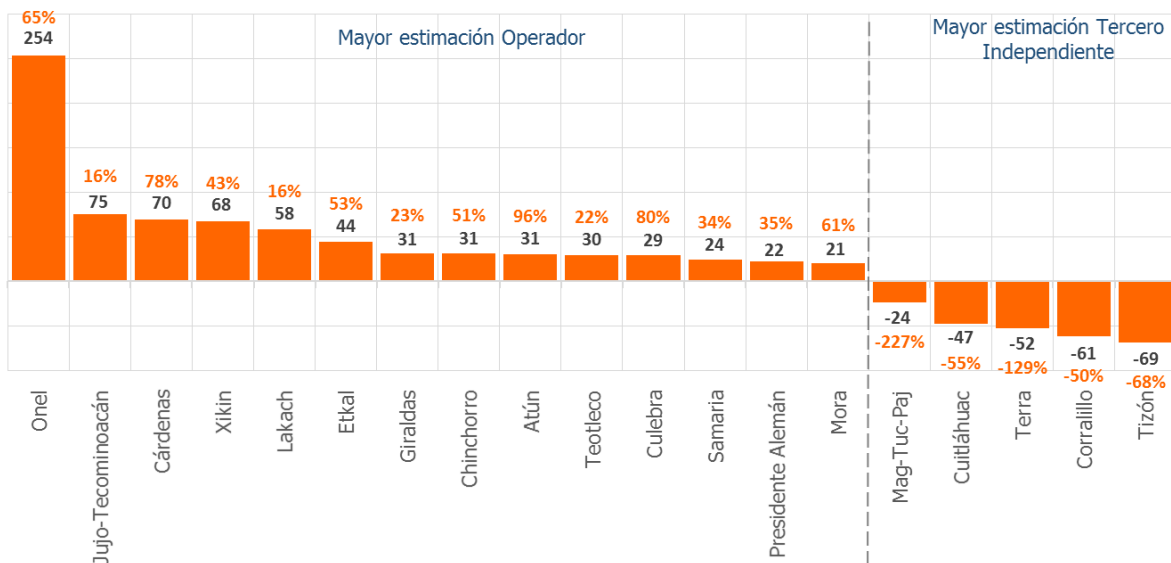
En las Gráficas 16, 17 y 18 se observan los campos que tienen las mayores diferencias en volumen para aceite, gas y petróleo crudo equivalente, respectivamente; todos ellos excedieron el criterio de diferencias. En todas las gráficas se observa una línea discontinua que separa aquellos casos en los que el Operador Petrolero estima mayor volumen de aquellos en los que el Tercero Independiente estima un mayor volumen.



Gráfica 16. Diferencias 1P en aceite.

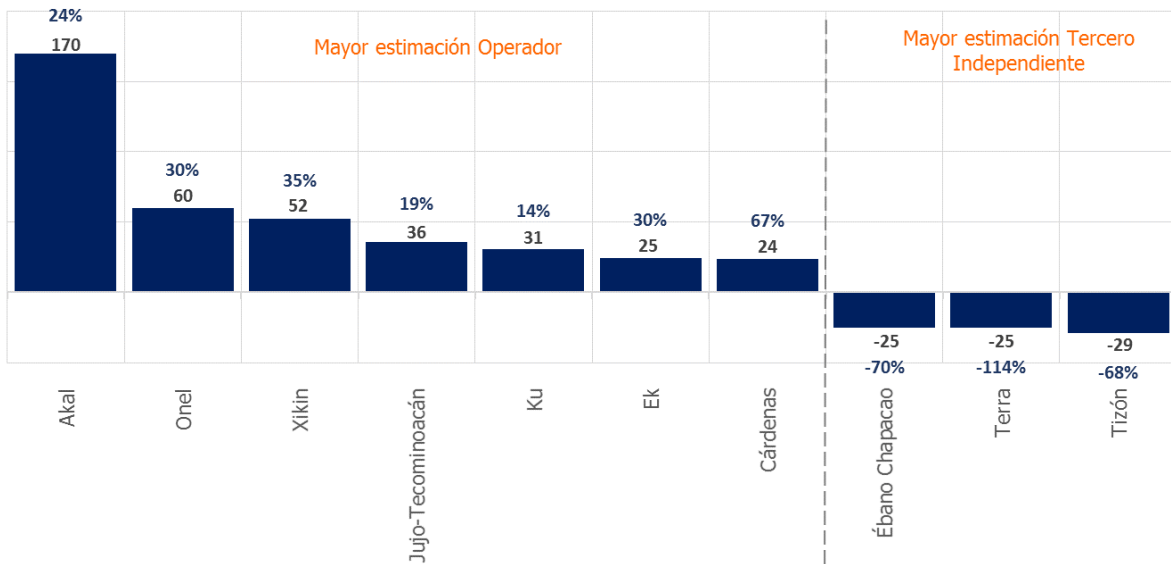


Diferencia en volumen Gas 1P (mmmpc)



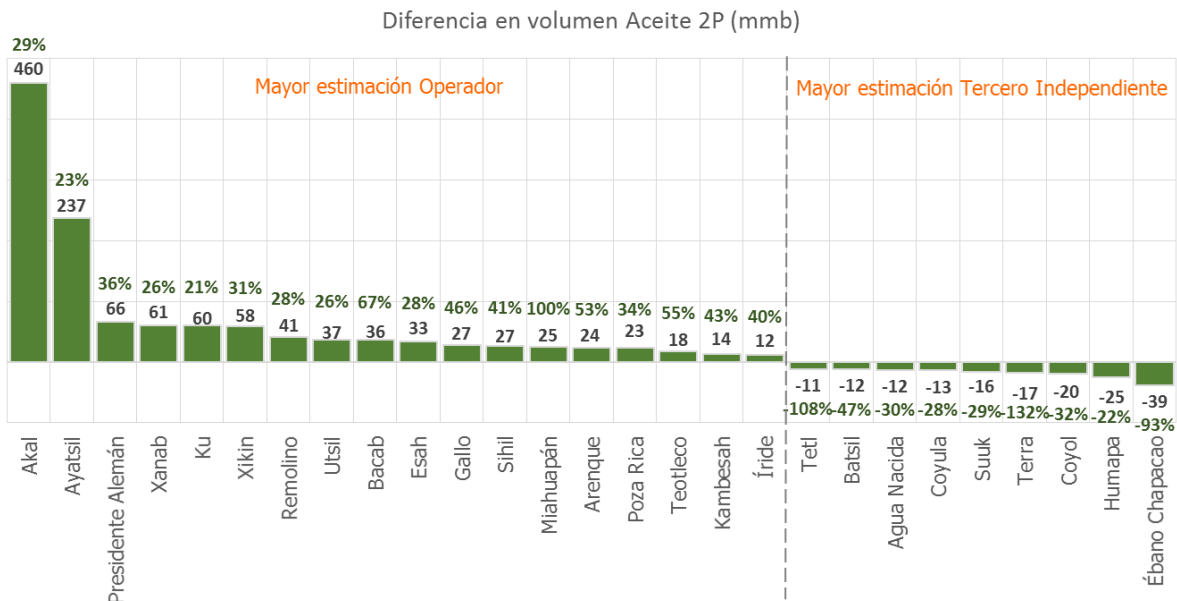
Gráfica 17. Diferencias 1P en gas.

Diferencia en volumen PCE 1P (mmb)

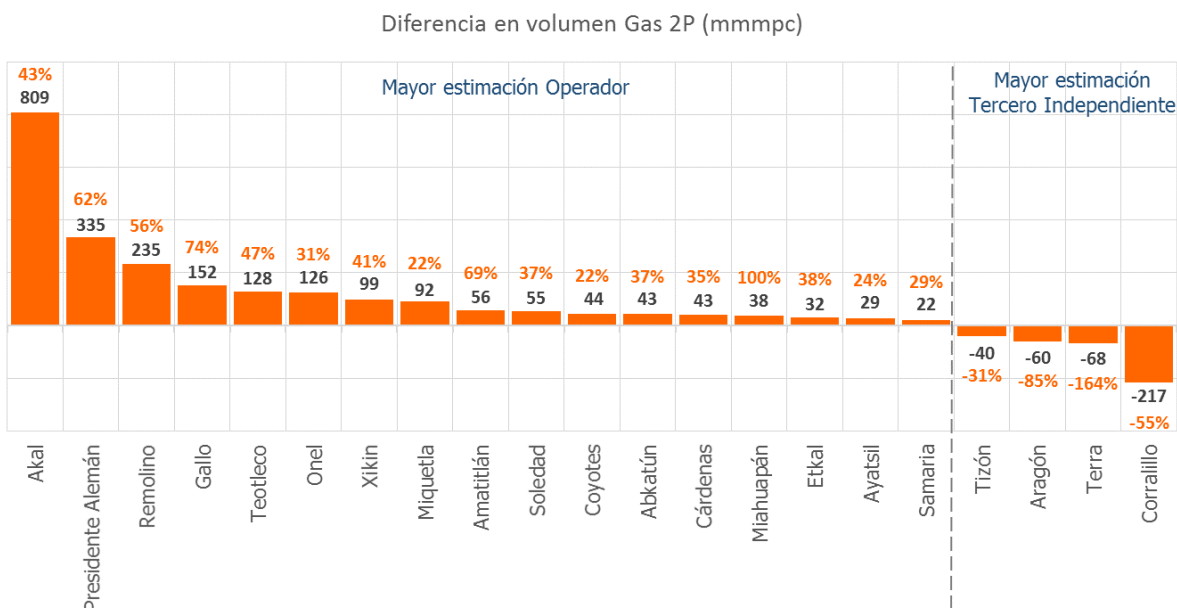


Gráfica 18. Diferencias 1P en petróleo crudo equivalente.

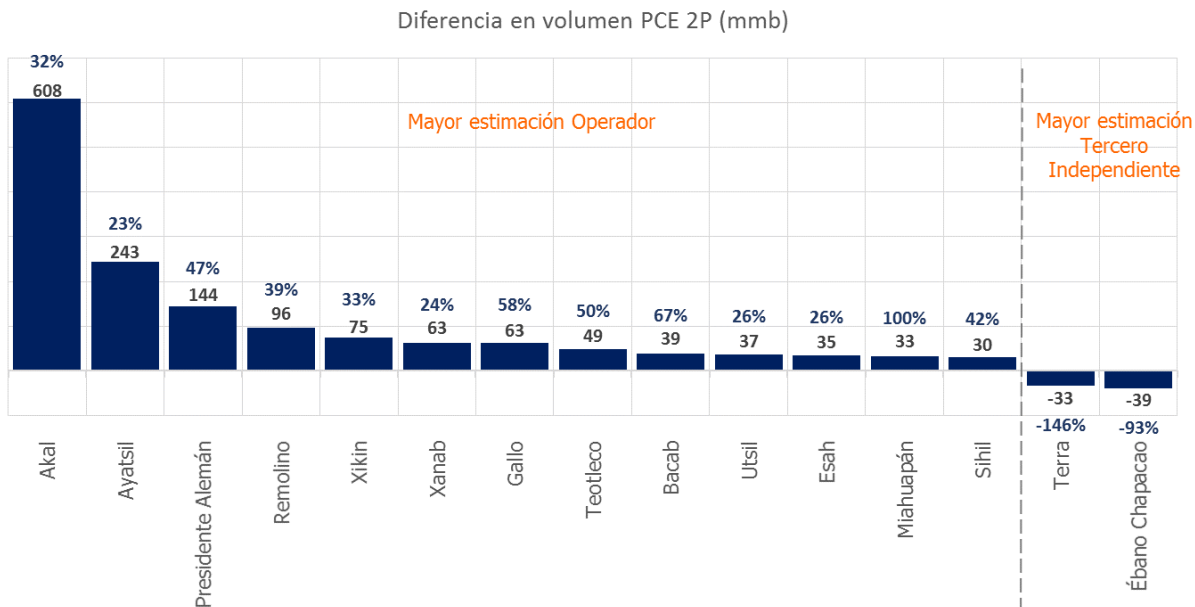
Para la categoría 2P, las diferencias significativas que excedieron el criterio de diferencias se observan en las Gráficas 19, 20 y 21; para aceite, gas y petróleo crudo equivalente, respectivamente.



Gráfica 19. Diferencias 2P en aceite.

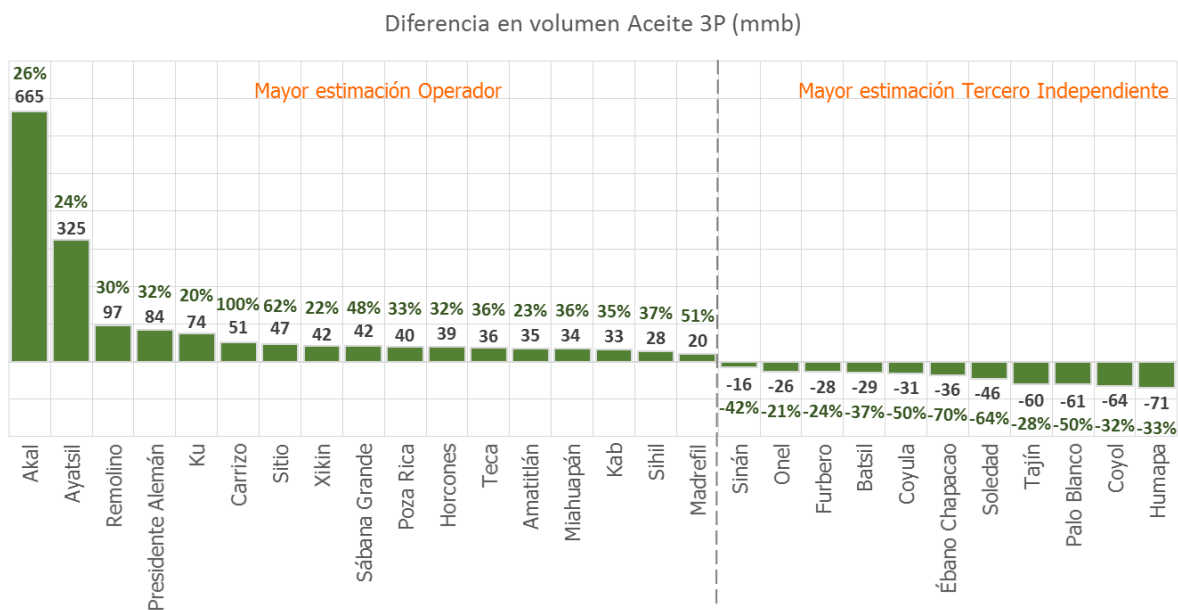


Gráfica 20. Diferencias 2P en gas.

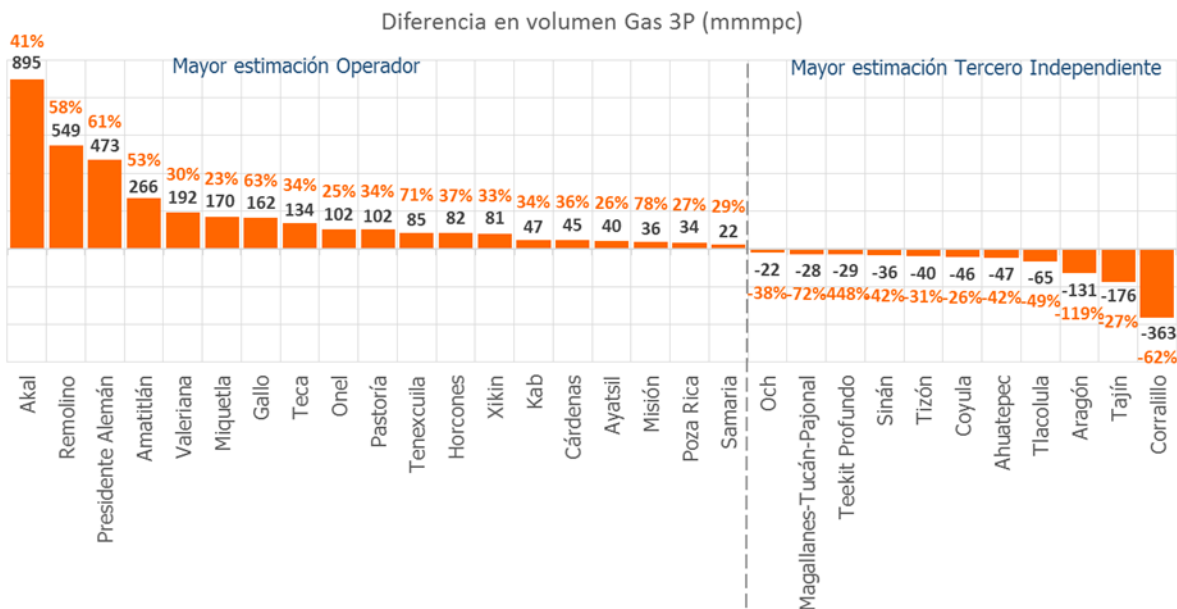


Gráfica 21. Diferencias 2P en petróleo crudo equivalente.

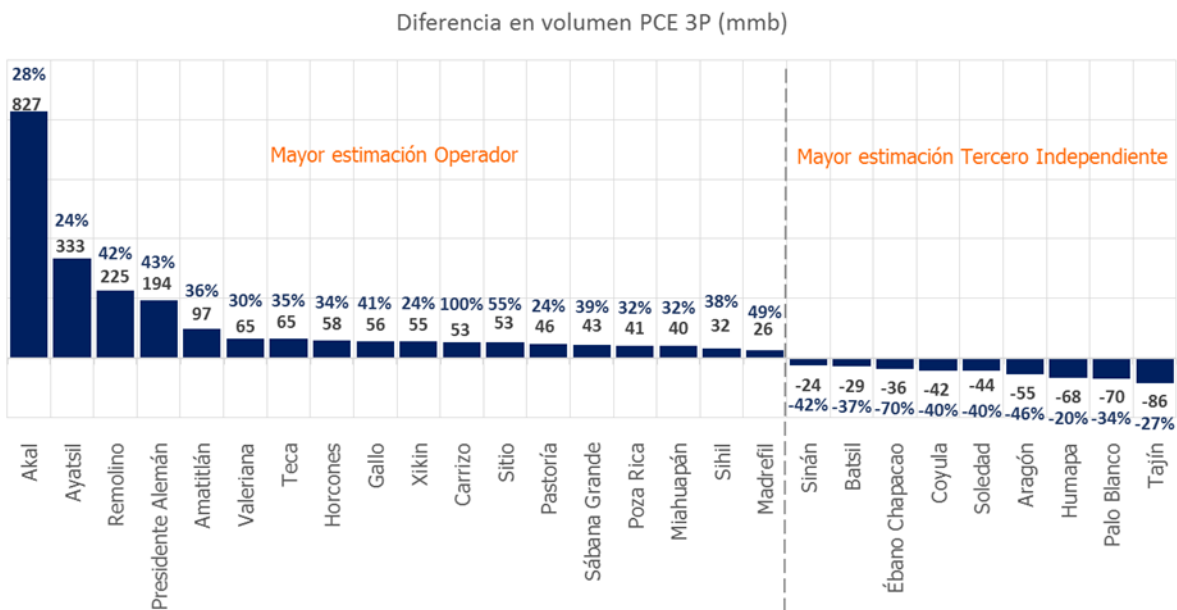
Para la categoría 3P, las diferencias significativas que excedieron el criterio de diferencias se observan en las Gráficas 22, 23 y 24; para aceite, gas y petróleo crudo equivalente, respectivamente.



Gráfica 22. Diferencias 3P en aceite.



Gráfica 23. Diferencias 3P en gas.



Gráfica 24. Diferencias 3P en petróleo crudo equivalente.

Análisis de la CNH respecto a las diferencias mayores al 10% para la categoría 1P y 20% para las categorías 2P y 3P

Considerando lo anterior, y conforme a lo previsto en Los Lineamientos que regulan el procedimiento de cuantificación y certificación de reservas de la Nación y el informe de los recursos contingentes relacionados, se aplicó el segundo criterio a aquellos campos que hayan excedido el primer criterio.

Adicionalmente, derivado de que ningún campo que se rige por los Lineamientos que regulan el procedimiento de cuantificación y certificación de reservas de la Nación excedió el criterio de diferencias, no fue necesario realizar el análisis de la posibilidad de instruir un mecanismo de revisión.

Segundo criterio

Con base en los Lineamientos que regulan el procedimiento de cuantificación y certificación de reservas de la Nación y el informe de los recursos contingentes relacionados; si las diferencias fueran mayores al 10% en 1P y al 20% en las reservas 2P y 3P, se revisará si esta diferencia es menor o igual al 5% respecto a los valores de reservas certificadas en el año.

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

Con base en lo anterior y el análisis de la información se aplicó un segundo criterio a aquellos campos cuyas diferencias excedieron el 10% y 20%, el cual consistió en revisar si la diferencia es menor o igual al 5% respecto a los valores de reservas nacionales por categoría.

Análisis de la CNH respecto a las diferencias mayores al 5% 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 22 fracción III de los Lineamientos que regulan el procedimiento de cuantificación y certificación de reservas de la Nación y el informe de los recursos contingentes relacionados.

En la Tabla 8 se presentan los resultados de dicho análisis para todos los campos sujetos a los lineamientos mencionados en el párrafo anterior.

Tabla 8. $\leq 5\%$ de diferencias en reservas 1P, 2P y 3P

Campos Certificados < 5%			
Zona	Aceite	Gas Natural	PCE
Aguas Someras	✓	✓	✓
Aguas Profundas	✓	✓	✓
Terrestre	✓	✓	✓

CONCLUSIONES

De la documentación presentada por los Operadores Petroleros respecto de los reportes de evaluación y cuantificación de reservas 2P y 3P de hidrocarburos y los reportes finales de las certificaciones de 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 cifra Nacional de reservas 2P y 3P al 1 de enero de 2018.
- ii. Conforme a la información remitida a esta Comisión se puede constatar que tanto los Operadores Petroleros como los Terceros Independientes siguieron la metodología de evaluación de reservas establecida dentro de los Lineamientos. Para el caso de los Terceros Independientes, por medio del Operador Petrolero se verificó la experiencia de los mismos y la ausencia aparente de conflicto de interés para llevar a cabo las tareas realizadas.
- iii. Con la información remitida por los Operadores Petroleros y con base en los Lineamientos vigentes, se realizó la integración de las reservas de hidrocarburos por categoría 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, así como la relación reserva-producción.
- iv. La cifra de la tasa de restitución integral de las reservas 2P de Petróleo Crudo Equivalente al 1 de enero de 2018 es de 39.4% y en la categoría 3P se ubica en 60.9%.
- v. Respecto a las Reservas 2P, la cifra consolidada presenta una reducción de 568.9 millones de barriles de aceite, lo que equivale a una disminución de 4.4%, un aumento de 77 mil millones de pies cúbicos de gas, el cual representa un incremento de 0.4%; y una reducción en petróleo crudo equivalente de 607.4 millones de barriles, que representa una disminución de 3.6%.
- vi. Con relación a las reservas 3P, la cifra consolidada presenta una reducción de 550.5 millones de barriles de aceite, lo que equivale a una disminución de 2.8%, un aumento de 1,070.0 miles de millones de pies cúbicos de gas, el cual representa un incremento de 3.7%, y una reducción en petróleo crudo equivalente de 391.3 millones de barriles, que represente una disminución de 1.5%.
- vii. El incremento en las Reservas 2P y 3P de hidrocarburos relativas a las áreas contractuales operadas por las compañías ENI-México y Hokchi Energy, así como los descubrimientos del 2017, reportados por Petróleos Mexicanos, contribuyeron para la

categoría 2P aproximadamente en 578.3 millones de barriles de aceite y 1,188.5 miles de millones de pies cúbicos de gas; por su parte, en la categoría 3P asciende a 1,034.4 millones de barriles de aceite y 2,595.4 miles de millones de pies cúbicos de gas.

- viii. El incremento en las Reservas 2P y 3P de hidrocarburos de las áreas contractuales a cargo de ENI-México y Hokchi Energy, en la categoría 2P fue de 379 millones de barriles en aceite, mientras que en el gas fue de 194.1 miles de millones de pies cúbicos; por su parte, en la categoría 3P asciende a 559.3 millones de barriles en aceite, mientras que en el gas fue de 324.1 miles de millones de pies cúbicos.
- ix. En relación con los descubrimientos, Petróleos Mexicanos reportó incorporaciones en los campos Nobilis, Hok, Octli, Suuk, Teekit Profunfo, Valeriana e Ixachi; en la categoría 2P asciende en 199.3 millones de barriles de aceite y 994.4 miles de millones de pies cúbicos de gas, mientras que, para la categoría 3P es de aproximadamente 475.1 millones de barriles de aceite y 2,271.3 miles de millones de pies cúbicos de gas.
- x. Con relación a las Reservas de gas natural en la categoría 2P y 3P presentan un aumento del 0.4% y 3.7%, respecto al ejercicio anterior, con lo cual se reduce la tendencia a la baja de las reservas de gas, considerando que el año 2017 la disminución fue de 12.4% y 5.7% en las categorías 2P y 3P, respectivamente. Lo anterior, en gran medida por los descubrimientos reportados por Petróleos Mexicanos.
- xi. Derivado del diferimiento de las actividades producto de la limitada inversión en los campos en desarrollo por Pemex, así como la madurez de los yacimientos se observa que algunos campos se ven afectados en sus cifras de reservas, y podrían ser reclasificadas a categorías de mayor incertidumbre o inclusive recursos contingentes dado que no serían rentables para el desarrollo. Por lo anterior, se recomienda llevar a cabo las actividades asociadas a las reservas probadas de manera oportuna para disminuir la posibilidad de que dichas reservas sean reclasificadas.
- xii. Las reservas asociadas a métodos de recuperación podrían verse afectadas a una disminución, producto de la falta de continuidad en las actividades, estudios, pruebas, entre otros aspectos, los cuales se han ido desfasando en los últimos años y que no permiten madurar los proyectos a la etapa de la comercialidad. Asimismo, debido a que la extracción de los yacimientos cambia las condiciones dinámicas, pudiera incidir en la factibilidad de aplicación de métodos visualizados en los planes de desarrollo, generando pérdida de valor y menor rentabilidad para el Estado Mexicano. Lo anterior puede resultar en la inadecuada administración de los yacimientos, en reservas asociadas que podrían ser reclasificadas a recursos contingentes o hasta en volúmenes no recuperables.

- xiii. Es recomendable que los operadores contemplen la adecuada maduración de los recursos a reservas de acuerdo con las mejores prácticas de la industria y que se encuentren sustentadas mediante los planes de desarrollo para la extracción aprobados.
- xiv. Resultado de los procesos mencionados en el presente documento, los valores de reservas de hidrocarburos presentados por el grupo de trabajo al Órgano de Gobierno son los siguientes:

Tabla 9. Reservas de hidrocarburos al 1 de enero de 2018

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

GLOSARIO

- I. **Aceite:** Porción de Hidrocarburos que existe en fase líquida en los Yacimientos y permanece así en condiciones originales de presión y temperatura. Puede incluir pequeñas cantidades de sustancias que no son Hidrocarburos.
- II. **API:** Instituto Americano del Petróleo, o “American Petroleum Institute”, por sus siglas en inglés.
- III. **Campo:** Área consistente en uno o múltiples Yacimientos, agrupados o relacionados de acuerdo con los mismos aspectos geológicos estructurales y condiciones estratigráficas. Pueden existir dos o más Yacimientos en un Campo, separados verticalmente por una capa de roca impermeable o lateralmente por barreras geológicas o por ambas.
- IV. **Clasificación:** Categorización de Reservas y recursos, con base en su rango de incertidumbre y su oportunidad de comercialidad, asociados a un proyecto determinado.
- V. **Delimitación:** Actividad de exploración que incrementa, o decrementa, reservas por medio de la perforación de pozos delimitadores.
- VI. **Densidad API:** Es la medida de la densidad de los productos líquidos del petróleo, derivado de la densidad relativa de acuerdo con la siguiente ecuación: $Densidad\ API = (141.5 / densidad\ relativa) - 131.5$. La densidad API se expresa en grados; la densidad relativa 1.0 es equivalente a 10 grados API.
- VII. **Desarrollo:** Actividad que incrementa, o decrementa, reservas por medio de la perforación de pozos de explotación.
- VIII. **Descubrimiento:** Incorporación de reservas atribuible a la perforación de pozos exploratorios que prueban formaciones productoras de hidrocarburos.
- IX. **Gas Natural:** La mezcla de gases que se obtiene de la Extracción o del procesamiento industrial y que es constituida principalmente por metano. Usualmente esta mezcla contiene etano, propano, butanos y pentanos. Asimismo, puede contener dióxido de carbono, nitrógeno y ácido sulfhídrico, entre otros. Puede ser Gas Natural Asociado, Gas Natural No Asociado o gas asociado al carbón mineral.
- X. **Hidrocarburos:** Compuesto químico o mezcla de compuestos de carbono e hidrógeno en sus estados sólido, líquido o gaseoso.
- XI. **Incorporación de Reservas:** Volúmenes de Reservas que no se encuentran registrados en la consolidación nacional de Reservas correspondiente al Año de Evaluación inmediato anterior al presentado por los Operadores Petroleros; dichos volúmenes provienen de un Descubrimiento Comercial o de la implementación de un proceso de recuperación adicional, que puede ser secundario, mejorado o avanzado.
- XII. **Operador Petrolero:** Asignatarios y Contratistas, incluyendo a los titulares de concesiones mineras a que se refiere el artículo 27 de la Ley de Hidrocarburos, que lleven a cabo la Exploración y Extracción del Gas Natural contenido en la veta de carbón mineral.
- XIII. **Petróleo Crudo Equivalente:** Forma utilizada a nivel internacional para reportar el inventario total de Hidrocarburos. Su valor resulta de adicionar los volúmenes de Aceite, de Condensados, de los Líquidos de Planta y del Gas Seco equivalente a líquido.
- XIV. **PRMS:** Sistema de gestión de recursos petroleros que provee una metodología uniforme para la clasificación de recursos y Reservas, incluyendo sus guías de aplicación y sus estándares de auditoría de Reservas, así como el conjunto de principios, criterios, métodos, conceptos y procedimientos matemáticos, técnicos y

- científicos empleados para la estimación, cuantificación, evaluación y verificación de las Reservas de Hidrocarburos, que es adoptada por la Comisión, los Operadores Petroleros y los Terceros Independientes para la evaluación de Reservas y recursos petroleros.
- XV. **Reclasificación de Reservas:** Es la adición o sustracción de volúmenes de Reservas de una categoría a otra, con motivo del desarrollo del proyecto o del comportamiento de los Yacimientos; también se incluyen aquellos volúmenes de Reservas que por alguna circunstancia se clasifican como Recursos Contingentes.
- XVI. **Recuperación Secundaria:** Se refiere a técnicas de extracción adicional de petróleo después de la recuperación primaria. Esta incluye inyección de agua, o gas con el propósito en parte de mantener la presión del yacimiento.
- XVII. **Recursos Contingentes:** Volúmenes de Hidrocarburos que se estiman que, a partir de una fecha dada, son potencialmente recuperables de acumulaciones conocidas, pero donde el proyecto aplicado aún no se considera comercial debido a una o más contingencias. Lo anterior, de conformidad con la descripción de dichos factores de contingencia señalados en el PRMS y atendiendo a las disposiciones emitidas por la Comisión en materia de estimación de recursos de Hidrocarburos.
- XVIII. **Relación reserva producción:** Es el resultado de dividir la reserva a una fecha entre la producción de un periodo. Este indicador supone producción constante, precio de hidrocarburos y costos de extracción sin variación en el tiempo, así como la inexistencia de nuevos descubrimientos en el futuro.
- XIX. **Reservas:** Cantidades de Hidrocarburos que se anticipan a ser comercialmente recuperables a través de la aplicación de proyectos de desarrollo a las acumulaciones conocidas, a partir de una fecha dada, bajo condiciones definidas. Para ser considerados como Reservas, los Hidrocarburos deben satisfacer cuatro criterios: ser descubiertos, recuperables, comerciales y remanentes -a la fecha de evaluación-, basadas en el o los proyectos de desarrollo aplicados. Adicionalmente, las Reservas pueden ser categorizadas de acuerdo con el nivel de certidumbre asociado a las estimaciones.
- XX. **Reservas 1P:** Igual a las Reservas Probadas. Si se emplean métodos probabilistas para su evaluación, debería haber una probabilidad de al menos 90 por ciento de que el volumen a recuperar sea igual o mayor al calculado, es decir, Reservas con alta certidumbre.
- XXI. **Reservas 2P:** Es igual a las Reservas Probadas más las Reservas Probables. Si se emplean métodos probabilistas, debería haber una probabilidad de al menos 50 por ciento de que el volumen a recuperar sea igual o mayor a la estimación de 2P.
- XXII. **Reservas 3P:** Es igual a las Reservas Probadas más las Reservas Probables más las Reservas Posibles. Si se emplean métodos probabilistas, debería haber una probabilidad de al menos 10 por ciento de que el volumen a recuperar sea igual o mayor a la estimación de 3P.
- XXIII. **Reservas Probables:** Son aquellas Reservas adicionales que, a partir de un análisis de datos de geociencias y de ingeniería, se estiman son menos probables a ser recuperadas, comparadas con las Reservas Probadas, pero más ciertas a ser recuperadas comparadas con las Reservas Posibles.
- XXIV. **Reservas Probadas:** Son aquellas Reservas que, a partir de datos de geociencias y de ingeniería, se estiman con certeza razonable a ser recuperables comercialmente a partir de una fecha dada en adelante de Yacimientos conocidos bajo condiciones económicas, métodos de operación y reglamentación gubernamental definidas. Si se

emplean métodos deterministas, el término certeza razonable expresa un alto grado de confianza en que las cantidades estimadas serán recuperadas.

- XXV. **Reservas Posibles:** Son aquellas Reservas adicionales que, a partir de un análisis de datos de geociencias y de ingeniería, se estiman son menos probables a ser recuperadas comparadas con las Reservas Probables.
- XXVI. **Tasa de Restitución de Reservas:** Es la valoración de la cantidad de Hidrocarburos que se reponen o incorporan respecto a un volumen producido, en un mismo periodo.
- XXVII. **Tercero Independiente:** Experto en materia de Clasificación, análisis, estimación, evaluación y certificación de la cuantificación de Reservas propiedad de la Nación, que se encuentra registrado en el Padrón.
- XXVIII. **Yacimiento:** Acumulación natural de Hidrocarburos que se encuentra en el subsuelo y se comporta como un sistema hidráulicamente interconectado, donde dichos Hidrocarburos se encuentran a temperaturas y presiones elevadas ocupando el espacio poroso.