CNH

Comisión Nacional
de Hidrocarburos

Análisis de Reservas de Hidrocarburos 1P, 2P y 3P

AL 1 DE ENERO DE 2021

Abril 2021

@CNH_MX
Comisión Nacional de Hidrocarburos
Comisión Nacional de Hidrocarburos
@cnh.mx

Contenido

I. INTRODUCCIÓN 3

II. PROCESO DE RESERVAS 4

III. PROCESO GENERAL CONFORME A LOS LINEAMIENTOS DE RESERVAS 5

III.1. Reservas y la relación con los Proyectos de Desarrollo 5
III.2. Criterio de diferencias establecido en los Lineamientos de Reservas 6
III.3. Operadores Petroleros sujetos a la presentación de los Informes de Reservas 7
III.4. Actividades de la Dirección General de Reservas 8

IV. REVISIÓN DE LA METODOLOGÍA UTILIZADA POR LOS OPERADORES PETROLEROS EN LA ESTIMACIÓN DE RESERVAS 9

V. REVISIÓN DE LA DOCUMENTACIÓN DE LOS TERCEROS INDEPENDIENTES 9

VI. ANÁLISIS DE LOS INFORMES DE RESERVAS PRESENTADOS POR LOS OPERADORES PETROLEROS 10

VI.1. Reportes de reservas correspondientes a las categorías 1P, 2P y 3P por campo, para los productos aceite, gas y Petróleo Crudo Equivalente 11
VI.2. Reservas en los campos adjudicados en las Rondas de Licitación 1 y 2 12
VI.3. Reservas en Campos Principales 13
VI.4. Descubrimientos Comerciales 19
VI.5. Balance de Reservas 21
VI.6. Indicadores Nacionales de Reservas 24
VI.6.1. Tasa de Restitución por Descubrimientos (TR_D) *24*
VI.6.2. Tasa de Restitución Integral de Reservas (TR_I) *26*
VI.6.3. Relación Reserva / Producción *27*

VII. ANÁLISIS DE LAS DIFERENCIAS Y VARIACIONES DE RESERVAS PRESENTADOS POR LOS OPERADORES PETROLEROS Y TERCEROS INDEPENDIENTES 29

VII.1. Criterios en la revisión de las diferencias en la información presentada por los Operadores Petroleros y los Terceros Independientes 29
VII.2. Análisis comparativo de las diferencias en valores de reservas 30
VII.3. Análisis de las variaciones de Reservas 36
VII.3.1. Pemex Exploración y Producción, Zona Marina *36*
VII.3.2. Pemex Exploración y Producción, Zona Sur *38*
VII.3.3. Pemex Exploración y Producción, Zona Norte *40*
VII.3.4. Contratistas *41*

VIII. CONCLUSIONES 43

I. Introducción

En este documento se presenta la revisión, el análisis y las conclusiones realizadas por la Dirección General de Reservas de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (en adelante, la Comisión o CNH), correspondientes a los reportes de evaluación de las reservas 1P, 2P y 3P de hidrocarburos al 1 de enero de 2021, elaborados por los Operadores Petroleros, y a los reportes de las certificaciones respectivas 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 Terceros Independientes en materia de cuantificación y certificación de reservas de la Nación, respectivamente, así como a cuantificar el potencial de hidrocarburos del país, por lo que se deberá consolidar anualmente la información nacional de reservas que cuantifiquen los Asignatarios y Contratistas, previa revisión y análisis de los informes de reservas.

El presente análisis se integró a través del proceso siguiente:

- Proceso general conforme a los Lineamientos de reservas.
- Revisión de las metodologías utilizadas por los Operadores Petroleros en la estimación de reservas.
- Revisión de la documentación de los Terceros Independientes.
- Análisis de los informes de reservas presentados por los Operadores Petroleros.
- Análisis de las diferencias y variaciones de reservas presentados por los Operadores Petroleros y Terceros Independientes.
- Conclusiones.

Finalmente se tendrá que remitir las cifras de reservas de hidrocarburos al Centro Nacional de Información de Hidrocarburos, para su registro y publicación, esto para dar cumplimiento conforme a lo establecido en la Ley de Hidrocarburos, artículo 35, fracción II y III.

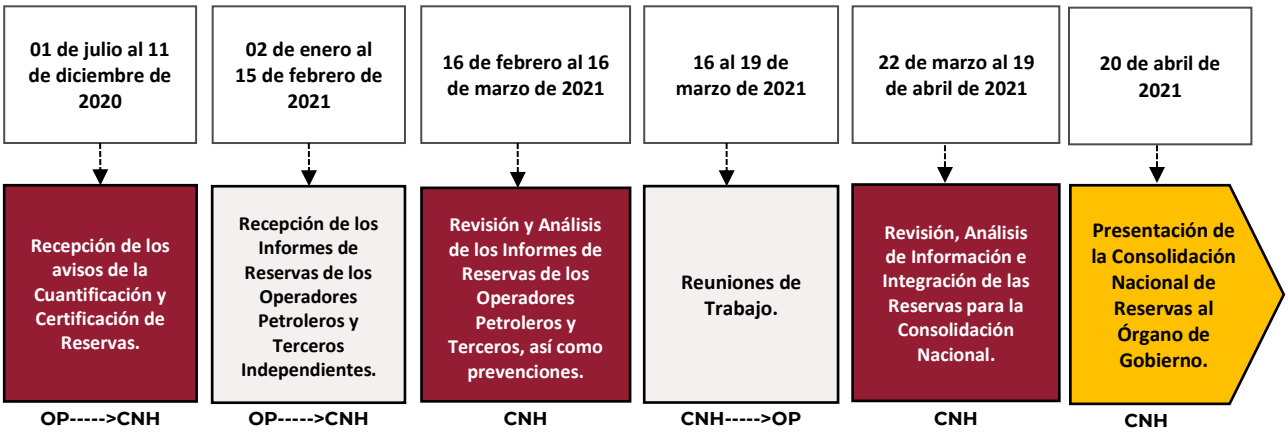
II. Proceso de Reservas

La Comisión llevó a cabo el procedimiento anual de cuantificación y certificación de reservas al 1 de enero de 2021. El proceso correspondiente involucró la participación de las siguientes Unidades Administrativas de la Comisión:

1. Unidad Técnica de Extracción y su Supervisión:
    - Dirección General de Reservas.
2. Unidad Jurídica:
    - Dirección General Jurídica de Consulta.
3. Órgano de Gobierno

En la Figura 1 se muestra el cronograma general de actividades para el proceso de cuantificación y certificación de reservas al 1 de enero de 2021.

Figura 1. Cronograma general del proceso de cuantificación y certificación de Reservas al 1 de enero de 2021



Fuente: *CNH.*

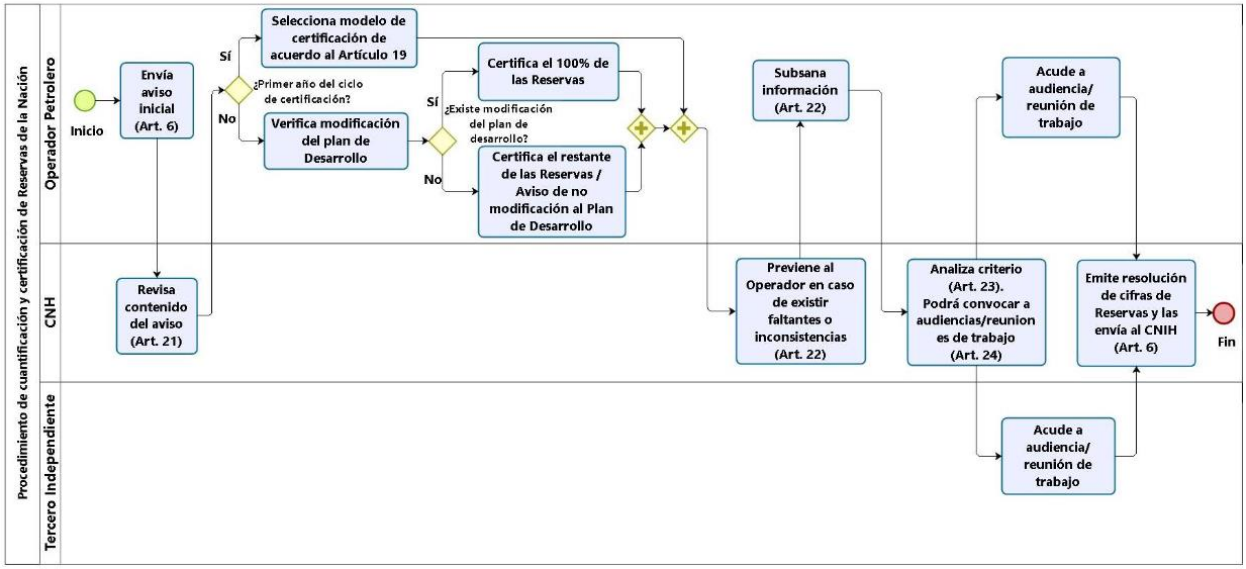
Con los reportes de reservas recibidos por parte de los Operadores Petroleros y los correspondientes a los Terceros Independientes, se inició la revisión y el análisis de las cifras de reservas en el marco del proceso anual de cuantificación y certificación de reservas al 1 de enero de 2021.

III. Proceso General conforme a los Lineamientos de Reservas

La Comisión llevó a cabo el proceso de análisis de reservas, para obtener como producto final la Resolución relativa a los reportes de evaluación o cuantificación de las reservas de hidrocarburos elaborados por los Operadores Petroleros, y a los reportes de certificaciones realizados por los Terceros Independientes para consolidar las cifras de reservas nacionales.

Los Lineamientos que regulan el procedimiento de cuantificación y certificación de reservas de la Nación (en adelante, los Lineamientos), son aplicables para los Operadores Petroleros, así como para los Terceros Independientes que presten servicios de certificación de Reservas de la Nación. En la Figura 2 se muestra el diagrama que resume las actividades necesarias en el marco del proceso de análisis conforme a los Lineamientos vigentes.

Figura 2. Actividades del procedimiento anual de cuantificación y certificación de Reservas



Fuente: *CNH.*

III.1. Reservas y la relación con los Proyectos de Desarrollo

En la cadena de valor de exploración y extracción se encuentra la clasificación y evaluación de reservas, donde se identifican los proyectos asociados con una acumulación de hidrocarburos que puede ser recuperada, misma que debe clasificarse de acuerdo con su estado de madurez y oportunidad comercial. Las reservas de hidrocarburos son estimaciones de carácter dinámico y están en función

de diversos parámetros técnicos y económicos. Cualquier variación y/o incertidumbre en estos últimos afectarán de manera directa la estimación de las reservas.

El Grupo de Trabajo revisó los Informes de Reservas remitidos por los Operadores Petroleros, para ver la consistencia respecto a las actividades físicas, localizaciones propuestas, reparaciones mayores a pozos existentes o futuros, así como los volúmenes a recuperar de las categorías de reservas de las áreas de Asignaciones y Contractuales.

III.2. Criterio de diferencias establecido en los Lineamientos de Reservas

La diferencia absoluta entre las estimaciones del Operador Petrolero y las estimaciones de los Terceros Independientes debe ser menor o igual al 10% para las reservas 1P y menor o igual al 20% para las reservas 2P y 3P, en ambos casos, a nivel de campo y en Petróleo Crudo Equivalente (PCE).

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

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

Una vez aplicado el criterio de diferencias, se analiza los campos que excedan el criterio de 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; en caso de que se presenten campos en alguno de los supuestos señalados, se iniciaría el proceso de mecanismo de revisión para resolver las diferencias que se presenten.

Cabe señalar que, el mecanismo de revisión es un procedimiento que se detona cuando persisten las diferencias en las estimaciones de reservas 1P, 2P y 3P en PCE, realizadas entre el Operador Petrolero y el Tercero Independiente. La Comisión instruirá que inicie el mecanismo de revisión únicamente para aquellos campos que excedan 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, lo anterior, conforme al artículo 28 de los Lineamientos.

Para el caso de la consolidación de reservas 1P, 2P y 3P al 1 de enero de 2021, no hubo campos o áreas contractuales que implicará llevar a cabo el mecanismo de revisión

para resolver las diferencias entre las estimaciones del Operador Petrolero y del Tercero Independiente.

III.3. Operadores Petroleros sujetos a la presentación de los Informes de Reservas

La regulación vigente de reservas, en el artículo 6, fracción I, se establece que los Operadores Petroleros que cuenten con un Plan de Desarrollo para la Extracción aprobado, están obligados a reportar, a la Comisión, la cuantificación y certificación de las Reservas de la Nación asociadas a las Áreas de Asignación o Contractuales; por su parte, aquellos Operadores Petroleros que hayan presentado, a la Comisión, su Plan de Desarrollo para la Extracción y que se encuentren en proceso de aprobación o modificación, podrán reportar la cuantificación y certificación de las Reservas.

Conforme al artículo 5, sobre la Incorporación de Reservas, los Operadores Petroleros que aún no cuenten con un Plan de Desarrollo para la Extracción, pero que tengan un pronunciamiento en sentido favorable respecto del informe de evaluación por parte de la Comisión, podrán incorporar Reservas asociadas a dicho Descubrimiento, dentro del procedimiento anual de cuantificación de Reservas y Ciclo de Certificación que corresponda en términos de estos Lineamientos.

Asimismo, con base en el artículo 19 de los Lineamientos, los Operadores Petroleros que hayan certificado el 100% de las Reservas 1P, 2P y 3P, asociadas a las Áreas de Asignación y Contractuales, en su primer año del Ciclo de Certificación, para los años restantes deben informar que no existen modificaciones al Plan de Desarrollo para la Extracción vigente y sólo tienen que remitir el Informe de Reservas actualizado relativo al Año de Evaluación.

Los Operadores Petroleros que opten por la modalidad de certificar en el primer año del Ciclo de Certificación sus reservas, a través de Terceros Independientes, al menos el 40 por ciento de las reservas 1P, 2P y 3P, el porcentaje restante deberá certificarse durante los próximos dos años restantes del Ciclo de Certificación.

Los Operadores Petroleros que cuantificaron y certificaron reservas al 1 de enero de 2021 son:

- Cuantificación y certificación parcial de reservas:
    a. Pemex Exploración y Producción - Empresa Productiva el Estado.
- Cuantificación y certificación de reservas en el primer año del Ciclo de Certificación:
    a. Hokchi Energy, S.A. de C.V. Área Contractual: A2. Hokchi.
    b. ENI Mexico S. de R.L. de C.V. Área Contractual: A1. Amoca, Miztón y Tecoalli.
    c. Operadora de Campos DWF, S.A. de C.V. Área Contractual: Miquetla.
    d. Pantera Exploración y Producción 2.2, S.A.P.I. de C.V. Área Contractual: BG-04.

   e. GS Oil & Gas S.A.P.I de C.V. Área Contractual: Ricos.
   f. Consorcio Petrolero 5M del Golfo, S.A.P.I. de C.V. Área Contractual: Benavides-Primavera.
- Cuantificación y certificación de reservas dentro del Ciclo de Certificación por modificación del Plan de Desarrollo:
   a. DS Servicios Petroleros, S.A. de C.V. Área Contractual: Ébano.
- Cuantificación anual de reservas:
   a. Wintershall DEA México, S. de R.L. de C.V. Área Contractual: Ogarrio.
   b. Petrolera Cárdenas Mora, S.A.P.I. de C.V. Área Contractual: Cárdenas-Mora.
   c. Fieldwood Energy E&P México S. de R.L. de C.V. Área Contractual: A4. Pokoch e Ichalkil.
   d. Perenco Mexico, S.A. de C.V. Área Contractual: Santuario-El Golpe.
   e. Servicios Múltiples de Burgos S.A de C.V. Área Contractual: Misión.
   f. Diavaz Offshore, S.A.P.I de C.V. Área Contractual: Barcodón y Área Contractual: Catedral.
   g. Strata CPB S.A.P.I. de C.V. Área Contractual: Carretas y Área Contractual: Peña Blanca.
   h. Strata CR, S.A.P.I. de C.V. Área Contractual: San Bernardo.
   i. Servicios de Extracción Petrolera Lifting de México, S.A. de C.V. Área Contractual: Cuichapa-Poniente.

III.4. Actividades de la Dirección General de Reservas

El Grupo de Trabajo se conformó por personal de la Dirección General de Reservas, el Director General fue el líder del proyecto, quien coordinó al equipo en la revisión, validación y análisis de los valores de reservas correspondientes al 1 de enero de 2021.

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:

1. Revisar la consistencia de los Informes de Reservas, conforme a los formatos establecidos para los Operadores Petroleros y Los Terceros Independientes.
2. Revisar la información relacionada con los análisis, evaluación y cuantificación de las estimaciones de reservas por los Operadores Petroleros, así como información respecto a la certificación de Terceros Independientes.

3. Revisar la información relacionada con los pronósticos de producción de hidrocarburos y los métodos utilizados asociados a la estimación de reservas, identificando métodos de recuperación secundaria y mejorada asociados a los yacimientos, así como las actividades físicas planteadas y asociadas a las categorías de reservas en un horizonte de tiempo, entre otros.
4. Revisar los elementos que integran el balance de reservas, tales como los descubrimientos, las delimitaciones, los desarrollo, las revisiones y la producción anual para estimar los principales indicadores de reservas a nivel nacional.
5. Revisar las evaluaciones económicas de acuerdo con los Lineamientos para validar las variables e indicadores económicos: flujo de efectivo, Valor Presente Neto (VPN), eficiencia de inversión (VPN/VPI), al límite económico y contractual, entre otros cálculos.

IV. Revisión de la Metodología utilizada por los Operadores Petroleros en la estimación de Reservas

Con base en la información de las cifras de reservas de hidrocarburos al 1 de enero de 2021 entregadas por los Operadores Petroleros y las correspondientes a los Terceros Independientes, la Comisión realizó el análisis correspondiente y determinó las acciones siguientes en el marco de la revisión de la metodología aplicable:

Para las reservas 1P, 2P y 3P se consultaron los documentos emitidos por la Society of Petroleum Engineers (SPE), el World Petroleum Council (WPC), la American Association of Petroleum Geologists (AAPG), la Society of Petroleum Evaluation Engineers (SPEE), la Society of Exploration Geophysicists (SEG), la Society of Petrophysicists and Well Log Analysts (SPWLA) y la European Association of Geoscientists & Engineers (EAGE), 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 reuniones de trabajo o comparecencias, en su caso.

V. Revisión de la Documentación de los Terceros Independientes

De la información remitida a la Comisión, los Operadores Petroleros señalaron que, las compañías certificadoras de reservas que realizaron la revisión de sus evaluaciones al 1 de enero de 2021 fueron los siguientes:

Tabla 1. Relación de Operadores Petroleros y sus Terceros Independientes

Operador Petrolero	Tercero Independiente
Pemex Exploración y Producción.	Netherland, Sewell International, S. de R.L. de C.V. Degolyer and MacNaughton, Corp GLJ Petroleum Consultants LTD Sproule México, S.A. de C.V.
Hokchi Energy, S.A. de C.V.	RPS Group, INC
ENI Mexico S. de R.L. de C.V.	Ryder Scott Company L.P.
Operadora de Campos DWF, S.A. de C.V.	Degolyer and MacNaughton, Corp
Pantera Exploración y Producción 2.2, S.A.P.I. de C.V.	Sproule México, S.A. de C.V.
GS Oil & Gas S.A.P.I de C.V.	Ryder Scott Company L.P.
Consorcio Petrolero 5M del Golfo, S.A.P.I. de C.V.	Degolyer and MacNaughton, Corp
DS Servicios Petroleros, S.A. de C.V.	Degolyer and MacNaughton, Corp

Fuente: *CNH con datos de los Operadores Petroleros.*

Los Contratistas Wintershall DEA México, S. de R.L. de C.V.; Petrolera Cárdenas Mora, S.A.P.I. de C.V.; Fieldwood Energy E&P México S. de R.L. de C.V.; Perenco Mexico, S.A. de C.V.; Servicios Múltiples de Burgos S.A de C.V.; Diavaz Offshore, S.A.P.I de C.V.; Strata CPB S.A.P.I. de C.V.; Strata CR, S.A.P.I. de C.V., y Servicios de Extracción Petrolera Lifting de México, S.A. de C.V., manifestaron no tener cambios en su Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos, aprobado por la Comisión, por lo que no están obligados a certificar sus reservas para el Año de Evaluación que se analiza, por lo anterior, sólo están obligados en la entrega actualizada de la cuantificación de reservas al 1 de enero de 2021.

Los Operadores Petroleros expresaron que la elección de sus Terceros Independientes se ajustó a las necesidades de certificación de las reservas asociadas a las Áreas de Asignación o Contractuales de las que son titulares. Lo anterior, es consistente con el aviso de elección de Terceros Independientes remitidos por cada Operador Petrolero.

VI. Análisis de los informes de reservas presentados por los Operadores Petroleros

Derivado de la información recibida por parte de los Operadores Petroleros, se revisó y analizó la información de reservas bajo el siguiente orden:

- Reportes de reservas correspondientes a las categorías 1P, 2P y 3P por campo, para los productos aceite, gas y Petróleo Crudo Equivalente.

- Reservas en los campos adjudicados en las Rondas 1 y 2.
- Reservas en Campos Principales.
- Descubrimientos Comerciales.
- Indicadores Nacionales de Reservas:
  - ✓ Tasa de Restitución por Descubrimientos.
  - ✓ Tasa de Restitución Integral de Reservas.
  - ✓ Relación Reserva-Producción.

VI.1. Reportes de reservas correspondientes a las categorías 1P, 2P y 3P por campo, para los productos aceite, gas y Petróleo Crudo Equivalente

Las cifras nacionales de reservas 1P, 2P y 3P, para los productos aceite, gas y Petróleo Crudo Equivalente al 1 enero de 2021, remitida por los Operadores Petroleros se muestra en la Tabla 2.

Tabla 2. Reservas de Hidrocarburos Nacional al 1 de enero de 2021

Categoría	Aceite	Gas	PCE
	Mmb	mmmpc	mmb
Total 1P	**6,119.7**	**9,981.0**	**7,985.2**
Total 2P	**11,470.5**	**20,391.9**	**15,248.8**
Total 3P	**17,119.1**	**30,764.5**	**22,847.0**

Fuente: *CNH con datos de los Operadores Petroleros.*
Nota: *Los totales por suma pueden no coincidir por redondeo.*

La distribución de reservas 1P, 2P y 3P a nivel de Asignaciones/Contratos asociados a los campos esta agrupado de la siguiente forma:

- ✓ Asignaciones: Son áreas operadas por Pemex.
- ✓ Asignaciones de Resguardo: Son áreas de Asignación resguardadas por Pemex.
- ✓ Adjudicado en Licitaciones: Son áreas contractuales adjudicados en las rondas de licitación; excluye las Asociaciones y Migraciones.
- ✓ Asociaciones: Lo integran las áreas contractuales CNH-A3. CÁRDENAS-MORA/2018 y CNH-A4.OGARRIO/2018
- ✓ Migraciones: Están conformadas por las áreas contractuales CNH-M1-EK-BALAM/2017; CNH-M3-Misión/2018; CEE-CNH-M4-EBANO/2018; CNH-M2-Santuario-El-Golpe/2017; y CNH-M5-MIQUETLA/2018.

- ✓ No Asignado: Corresponde a áreas del Estado Mexicano, que no cuentan con un Operador Petrolero.

Las cifras de reservas 1P, 2P y 3P de Asignaciones/Contratos integrados conforme a la distribución antes descrita se presentan en la Tabla 3, para los productos aceite, gas y Petróleo Crudo Equivalente al 1 enero de 2021.

Tabla 3. Distribución de las Reservas Nacionales al 1 de enero de 2021

Categoría	Reservas 1P			Reservas 2P			Reservas 3P		
Concepto	Aceite	Gas	PCE	Aceite	Gas	PCE	Aceite	Gas	PCE
	mmb	mmmpc	mmb	Mmb	mmmpc	mmb	mmb	mmmpc	mmb
Asignaciones	5,090.2	8,532.5	6,690.5	8,851.7	15,937.7	11,814.3	12,975.1	22,907.2	17,252.9
Asignaciones de Resguardo	88.0	270.7	134.6	493.5	1,441.6	742.5	897.2	2,649.7	1,371.2
Adjudicado en Licitaciones	352.6	454.3	441.0	1,110.8	1,179.3	1,339.9	1,532.4	1,602.5	1,843.4
Asociaciones	48.2	109.7	71.4	65.1	149.6	95.8	79.0	184.2	115.9
Migraciones	511.4	387.3	575.2	641.2	656.9	752.5	710.0	889.3	862.8
No Asignado	29.3	226.5	72.5	308.2	1,026.8	503.7	925.3	2,531.4	1,400.8
Total	**6,119.7**	**9,981.0**	**7,985.2**	**11,470.5**	**20,391.9**	**15,248.8**	**17,119.1**	**30,764.5**	**22,847.0**

Fuente: *CNH con datos de los Operadores Petroleros.*
Nota: *Los totales por suma pueden no coincidir por redondeo.*

VI.2. Reservas en los campos adjudicados en las Rondas de Licitación 1 y 2

Es importante destacar que para esta evaluación se consideró la cuantificación hecha por los Operadores Petroleros de los campos comprendidos en las áreas contractuales 1, 2 y 4 que fueron adjudicadas en la Segunda Licitación de la Ronda 1.

Para el caso de los campos adjudicados en la Ronda 1, Tercera Licitación; Ronda 2, Segunda y Tercera Licitación, en algunas áreas contractuales se mantuvo la cuantificación correspondiente al periodo anterior descontando únicamente la producción del periodo, esto en virtud de que, al 1 de enero de 2021 dichos Contratistas aún no presentaron un Plan de Desarrollo Multianual para la Extracción de hidrocarburos.

En la Tabla 4 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 2021.

Tabla 4. Reservas de Hidrocarburos de los campos adjudicados en las Rondas 1 y 2

Categoría	Reservas 1P			Reservas 2P			Reservas 3P		
Licitaciones	Aceite	Gas	PCE	Aceite	Gas	PCE	Aceite	Gas	PCE
	mmb	mmmpc	mmb	Mmb	mmmpc	mmb	mmb	mmmpc	mmb
R01 L02	337.7	325.6	400.1	1,072.0	930.7	1,251.4	1,486.4	1,268.2	1,731.1
R01 L03	14.9	99.7	35.7	38.5	168.0	74.1	44.9	209.3	88.5
R02 L02	0.0	29.1	5.2	0.0	78.3	13.6	0.0	108.7	19.3
R02 L03	0.0	0.0	0.0	0.2	2.3	0.9	1.1	16.4	4.5
Total	**352.6**	**454.3**	**441.0**	**1,110.8**	**1,179.3**	**1,339.9**	**1,532.4**	**1,602.5**	**1,843.4**

Fuente: *CNH con datos de los Operadores Petroleros.*

Nota: *Los totales por suma pueden no coincidir por redondeo.*

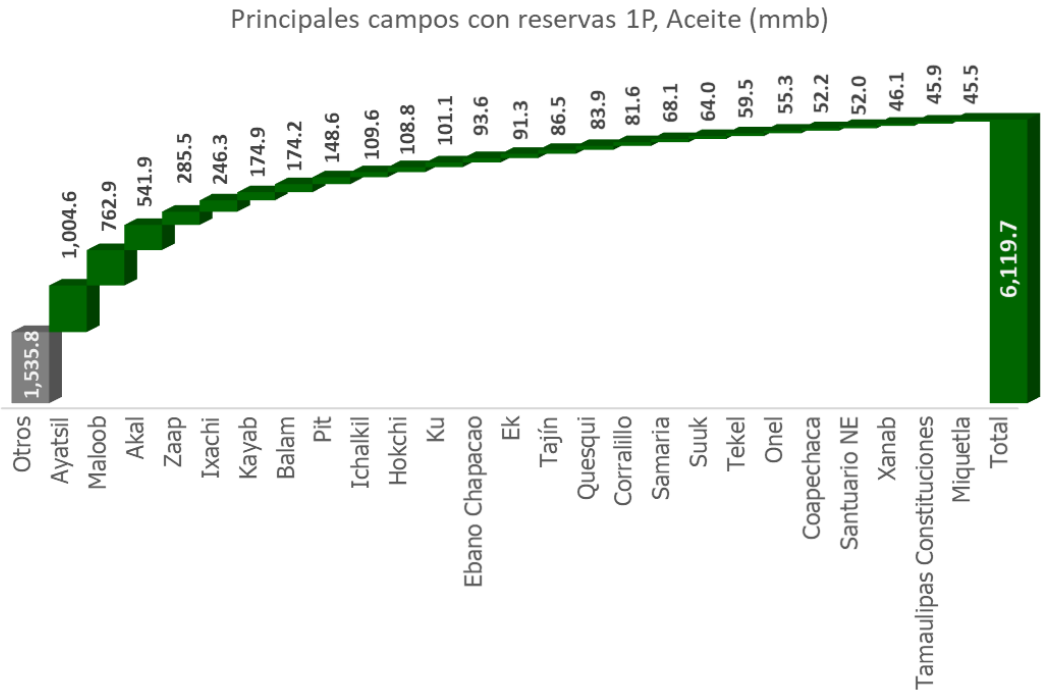
VI.3. Reservas en Campos Principales

Reservas 1P, 2P y 3P de aceite en campos principales

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 Ayatsil, Maloob, Akal y Zaap son los principales campos con mayores reservas de aceite del país para el caso de las reservas 1P, mientras que para las reservas 2P se encuentran dentro de los 8 con mayores reservas, y para el caso de las reservas 3P, dichos campos se encuentran dentro de los 10 campos con mayores reservas de aceite.

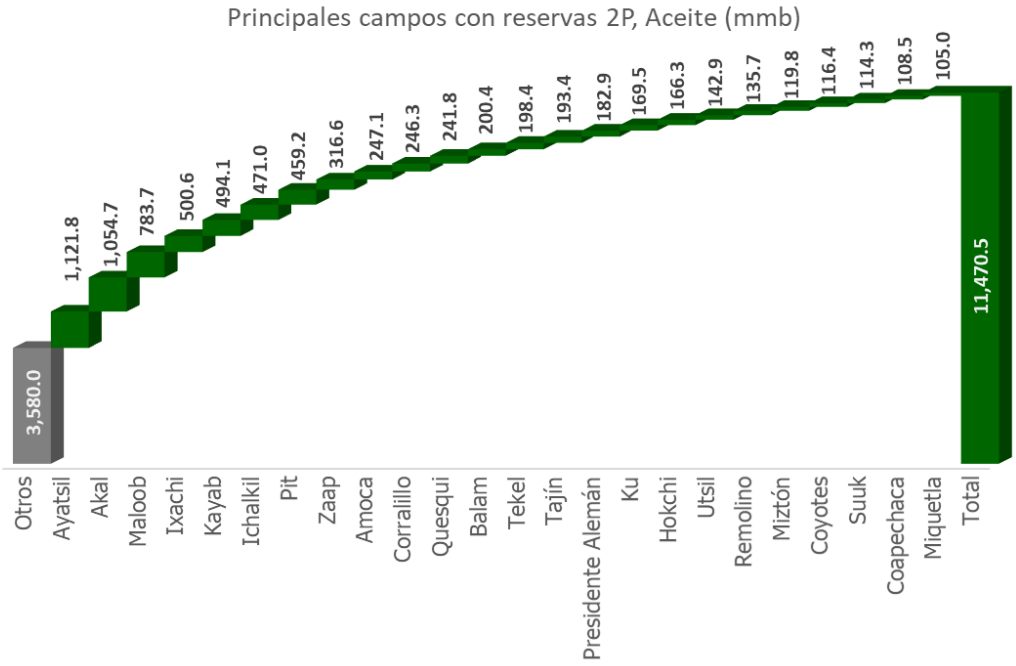
Considerando el total de los campos mostrados, los campos de aguas someras contribuyen con volúmenes de 3,728.3 mmb, 6,059.8 mmb y 8,865.2 mmb, para las categorías 1P, 2P y 3P, respectivamente; los campos terrestres contribuyen con 855.6 mmb, 1,830.6 mmb y 3,177.4 mmb, para las categorías 1P, 2P y 3P, respectivamente.

Gráfica 1. Reservas 1P de aceite en campos principales (mmb)



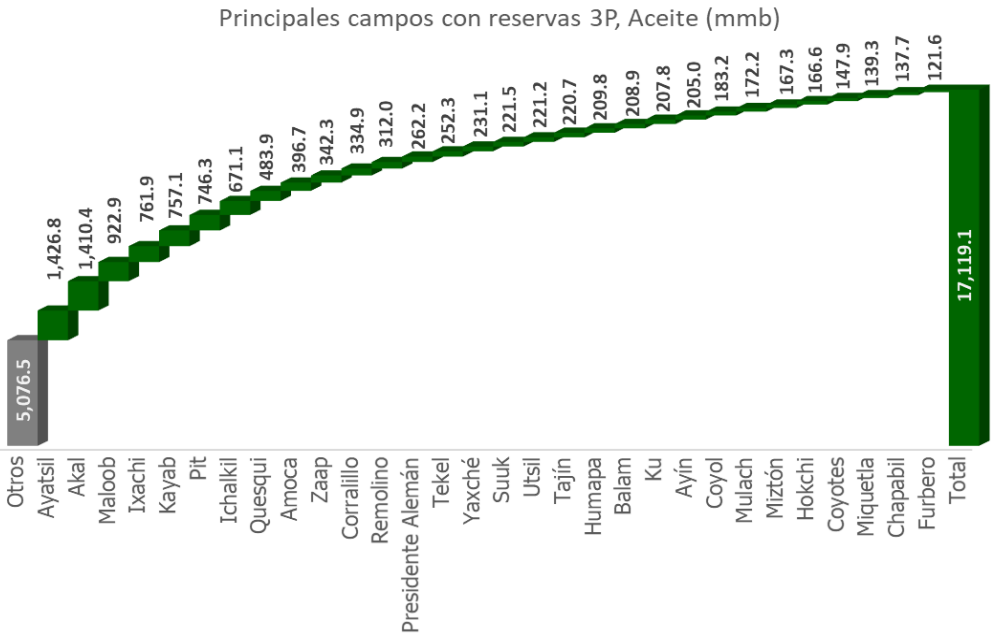
Fuente: *CNH con datos de los Operadores Petroleros.*

Gráfica 2. Reservas 2P de aceite en campos principales (mmb)



Fuente: *CNH con datos de los Operadores Petroleros.*

Gráfica 3. Reservas 3P de aceite en campos principales (mmb)

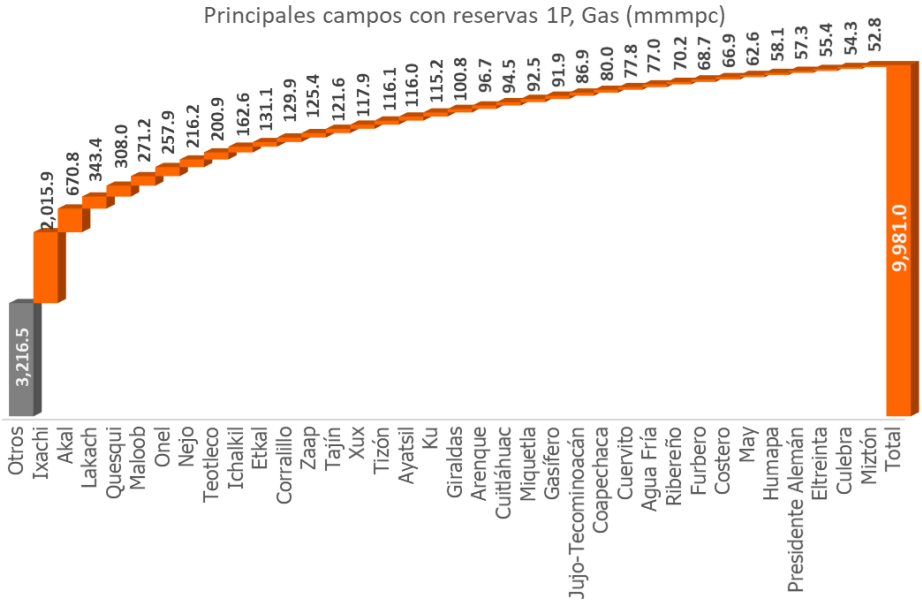


Fuente: *CNH con datos de los Operadores Petroleros.*

Reservas 1P, 2P y 3P de gas en campos principales

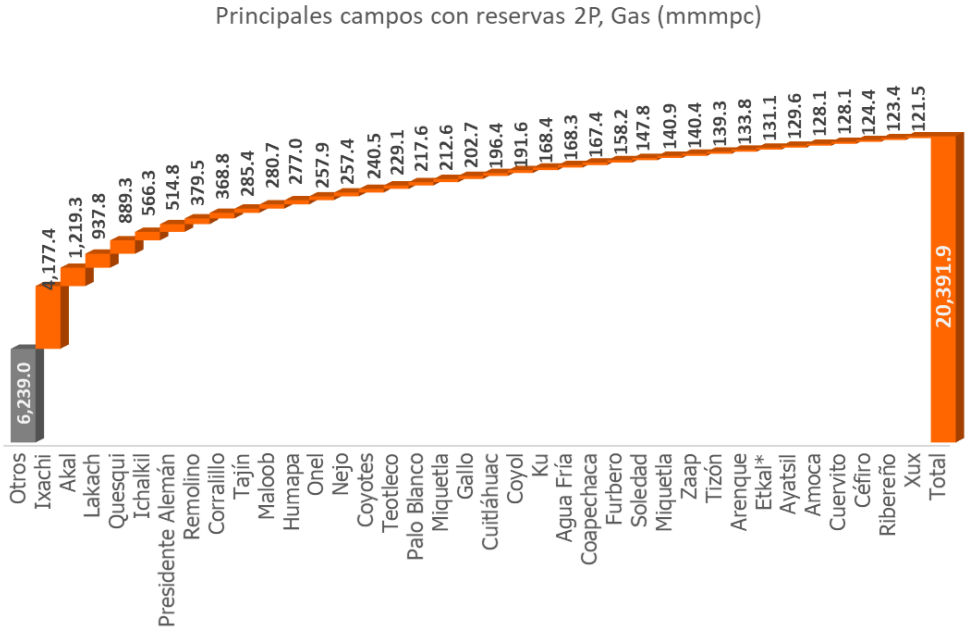
En las Gráficas 4, 5 y 6 se observan los campos que contribuyen con aproximadamente el 70% de las reservas de gas, en las categorías 1P, 2P y 3P, respectivamente.

Gráfica 4. Reservas 1P de gas en campos principales (mmmpc)



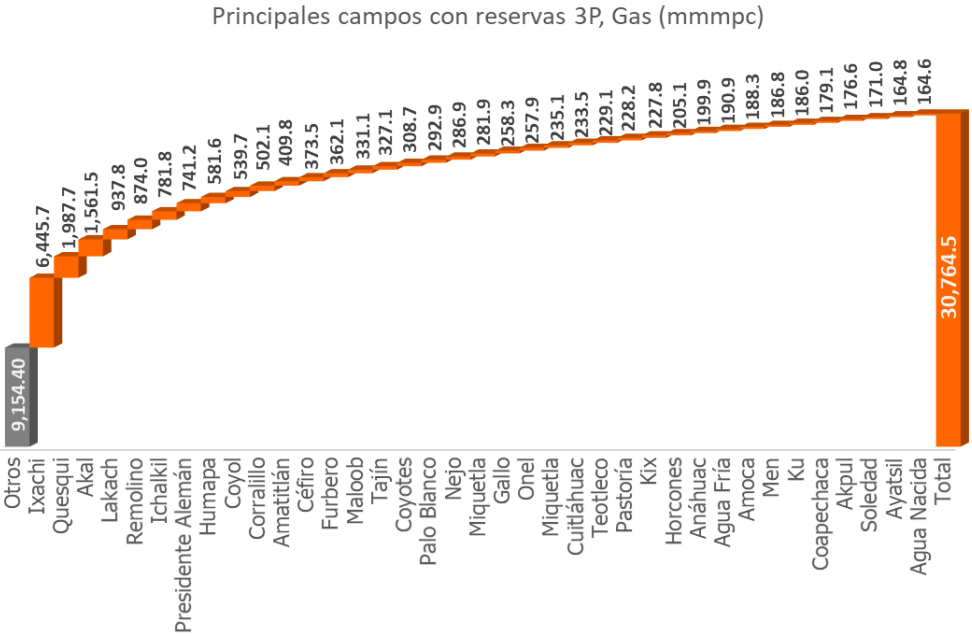
Fuente: *CNH con datos de los Operadores Petroleros.*

Gráfica 5. Reservas 2P de gas en campos principales (mmmpc)



Fuente: *CNH con datos de los Operadores Petroleros.*

Gráfica 6. Reservas 3P de gas en campos principales (mmmpc)



Fuente: *CNH con datos de los Operadores Petroleros.*

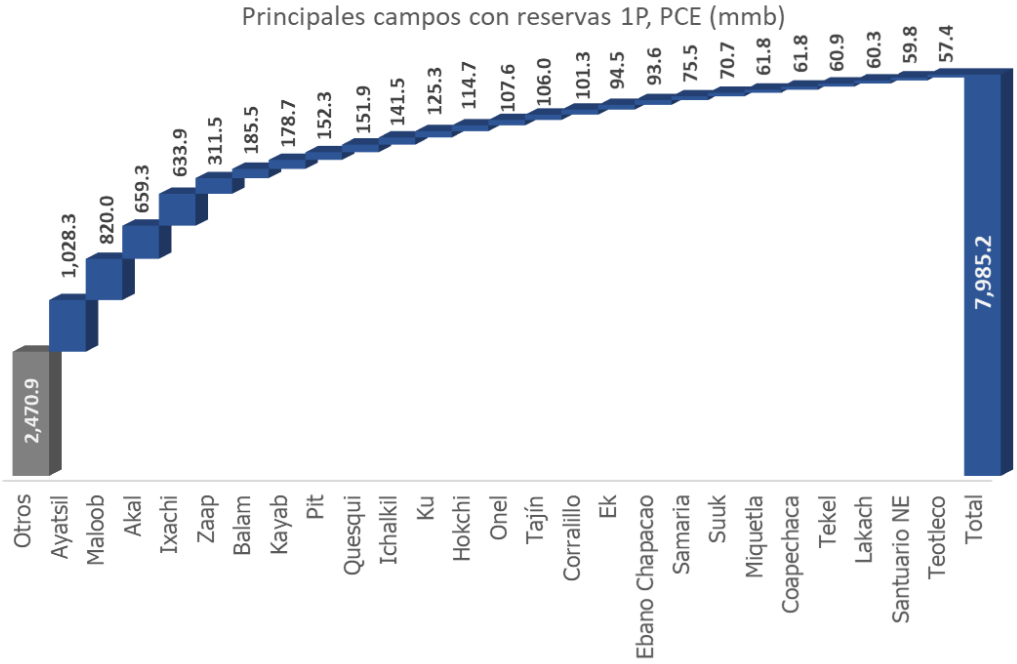
Considerando el total de los campos mostrados, los campos de aguas someras contribuyen con volúmenes de 2,523.6 mmmpc, 4,214.7 mmmpc y 5,000.4 mmmpc, para las categorías 1P, 2P y 3P, respectivamente; los campos terrestres contribuyen con 4,240.9 mmmpc, 9,937.9 mmmpc y 16, 609.7 mmmpc, para las categorías 1P, 2P y 3P, respectivamente.

Reservas 1P, 2P y 3P de Petróleo Crudo Equivalente en campos principales

En las Gráficas 7, 8 y 9 se observan los campos que contribuyen con aproximadamente el 70% de las reservas de Petróleo Crudo Equivalente 1P, 2P y 3P respectivamente.

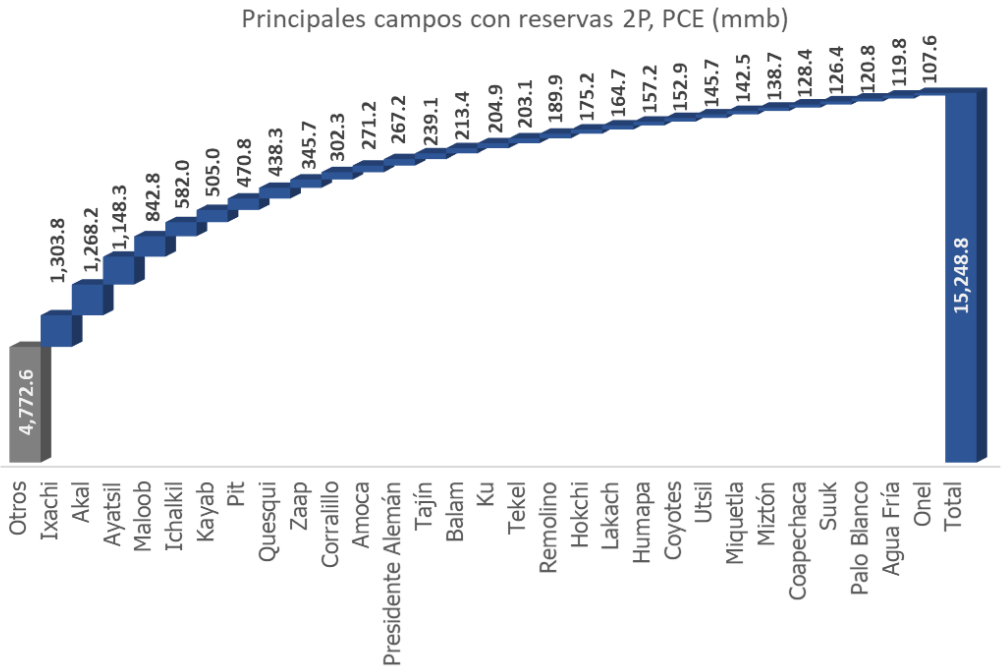
Considerando el total de los campos mostrados, los campos de aguas someras contribuyen con volúmenes de 4,111.1 mmb, 6,913.7 mmb y 9,688.9 mmb, para las categorías 1P, 2P y 3P, respectivamente; los campos terrestres contribuyen con 1,403.0, 3,562.2 mmb, y 6,145.9 mmb, para las categorías 1P, 2P y 3P, respectivamente.

Gráfica 7. Reservas 1P de PCE en campos principales (mmb)



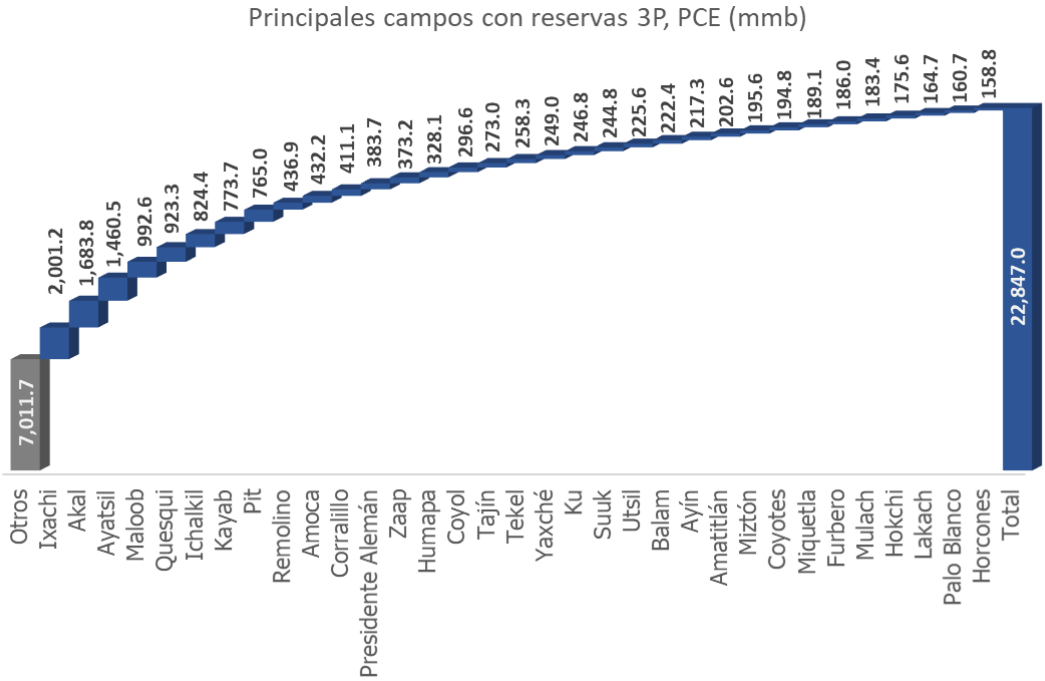
Fuente: *CNH con datos de los Operadores Petroleros.*

Gráfica 8. Reservas 2P de PCE en campos principales (mmb)



Fuente: *CNH con datos de los Operadores Petroleros.*

Gráfica 9. Reservas 3P de PCE en campos principales (mmb)



Fuente: CNH con datos de los Operadores Petroleros.

VI.4. Descubrimientos Comerciales

Los descubrimientos que incorporaron reservas 1P, 2P y 3P al 1 de enero de 2021 se presentan en la Tabla 5 y se enlistan a continuación.

El pozo Ixachi-2001 ubicado en la Cuenca de Veracruz, fue terminado en rocas carbonatadas del Cretácico a una profundidad máxima de -7,656 m, incorporando volúmenes (yacimiento de gas y condensado, 42° API) al campo Ixachi de 11.3 mmb de PCE en la categoría 1P, 26.2 mmb de PCE en la categoría 2P y 330.4 mmb de PCE en la categoría 3P.

El Pozo Paki-1 EXP ubicado en aguas someras en las cuencas del Sureste en el estado de Tabasco, terminado en rocas siliciclásticas depositadas en ambiente de talud en un sistema de canales y abanicos. Descubridor de un yacimiento del Plioceno Inferior (Pi-1) de aceite negro de 26.3° API. Documentando volúmenes pertenecientes al campo Paki de 5.3 mmb de PCE en la categoría 1P, y 9.8 mmb de PCE para las categorías 2P y 3P.

El Pozo Tlamatini-1 ubicado en aguas someras en las cuencas del Sureste en el estado de Tabasco, en rocas de sistemas arenosos de abanicos, canales y desbordes de canal. Descubriendo yacimientos de aceite negro de 19.7° a 27.5 ° API del Mioceno Superior. El pozo descubrió cuatro yacimientos del Mioceno Superior y uno del Plioceno Inferior, de los cuales el yacimiento Mioceno Superior 1 documentó 37.9 mmb de PCE en la categoría 2P y 3P.

Los pozos Quesqui-1 y Quesqui-1 DL se encuentra ubicado en el estado de Tabasco en las Cuencas del Sureste, en rocas carbonatadas del Jurásico Superior Kimmeridgiano y del Tithoniano, así como dolomías y mudstones del Cretácico Inferior, como un yacimiento de gas y condensado de 43.8° API. El pozo Quesqui-1DL documentó volúmenes de 79.3 mmb de PCE en la categoría 1P, 229 mmb de PCE en la categoría 2P y 430.8 mmb de PCE en la categoría 3P. Para el Pozo Quesqui-1 se documentaron 80 mmb de PCE para la categoría 1P, 216.8 mmb de PCE en la categoría 2P y 499.9 mmb de PCE en la categoría 3P.

El Pozo Itta-1 se encuentra ubicado en aguas someras en las cuencas del Sureste en el estado de Tabasco, en rocas sedimentarias de sistemas arenosos de canales y desbordes en cuatro yacimientos del Mioceno Superior de aceite negro de 32.9° API. Documentando 19.4 mmb de PCE en la categoría 2P del yacimiento Mioceno Superior 2 y 37.8 mmb de PCE en la categoría 3P de los yacimientos Mioceno Superior 1, 2 y 3.

El Pozo Terra-101 se encuentra ubicado en el estado de Tabasco en las Cuencas del Sureste, en rocas carbonatadas descubriendo yacimientos del Cretácico Medio al Cretácico Superior de aceite volátil de 46° API en un bloque nuevo. Este pozo

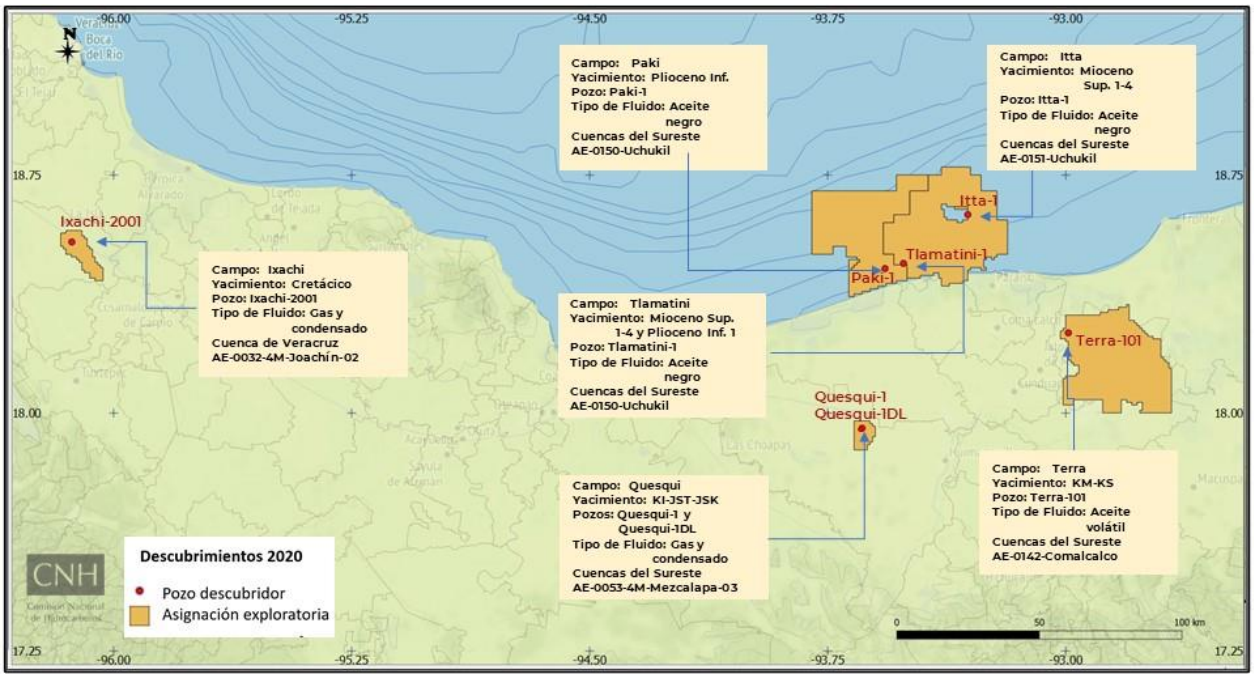
documentó volúmenes de 6.4 mmb de PCE en la categoría 1P, 15.5 mmb de PCE en la categoría 2P y 21.9 mmb de PCE en la categoría 3P.

Tabla 5. Descubrimientos

Parámetros de Identificación				Reservas 1P			Reservas 2P			Reservas 3P		
Campo	Pozo	Tipo de Fluido	°API	Aceite	Gas	PCE	Aceite	Gas	PCE	Aceite	Gas	PCE
				mmb	mmmpc	mmb	mmb	mmmpc	mmb	mmb	mmmpc	mmb
Ixachi	Ixachi-2001	Gas y Condensado	42.0	4.4	36.8	11.3	9.8	85.2	26.2	125.5	1,065.6	330.4
Terra	Terra-101	Aceite Volátil	46.0	4.2	9.8	6.4	10.1	23.7	15.5	14.3	33.5	21.9
Quesqui	Quesqui 1 y 1DL	Gas y Condensado	43.8	88.1	323.5	159.3	246.0	904.8	445.7	488.2	2,003.2	930.7
Itta	Itta-1	Aceite Negro	32.9	0.0	0.0	0.0	15.8	22.5	19.4	30.4	45.3	37.8
Tlamatini	Tlamatini-1	Aceite Negro	27.5	0.0	0.0	0.0	34.6	21.0	37.9	34.6	21.0	37.9
Paki	Paki-1	Aceite Negro	26.3	4.9	2.0	5.3	9.1	4.0	9.8	9.1	4.0	9.8
TOTAL				**101.6**	**371.6**	**182.3**	**325.3**	**1,061.2**	**554.5**	**702.0**	**3,172.7**	**1,368.4**

Fuente: *CNH con datos del Operador Petrolero.*
Nota: *Los totales por suma pueden no coincidir por redondeo.*

Mapa 1. Descubrimientos



Fuente: *CNH con datos de los Operadores Petroleros.*

VI.5. Balance de Reservas

Los elementos que integran el Balance de Reservas son los siguientes:

- Descubrimiento: Se refiere al volumen de Reservas que se adicionan por Descubrimientos Comerciales que se clasificaron como Reservas.
- Delimitación: Actividades mediante las cuales se pueden establecer los límites de un Yacimiento, dichas actividades pueden adicionar o disminuir Reservas.
- Desarrollo: Actividad que incrementa o disminuye Reservas a través del análisis derivado de la perforación de pozos de desarrollo.
- Revisión: Considera información geológica, geofísica, de operación, del comportamiento de los Yacimientos; nueva o actualizada, así como la variación en los precios de los Hidrocarburos y costos de extracción, lo anterior para la adición o disminución de Reservas. También en este rubro se reportan los volúmenes que se reclasifican a Recursos Contingentes.
- Producción del Periodo: Se refiere al volumen de Hidrocarburos producidos durante el Año de Evaluación.

Los descubrimientos que incorporaron reservas al 1 de enero de 2021 en las categorías 1P, 2P y 3P, producto de las actividades exploratorias fueron incorporados los volúmenes de Ixachi (pozo Ixachi-2001), Terra (pozo Terra-101), así como los campos Quesqui, Itta, Tlamatini y Paki, con volúmenes en PCE de 182.3 mmb, 554.5 mmb y 1,368.4 mmb, respectivamente.

Los principales incrementos de reservas por concepto de desarrollo se presentaron en los campos Ixachi, Xanab y Onel en las reservas 1P, 2P y 3P. Para el campo Ixachi se adicionaron271.2 mmb de PCE en 1P, 115.9 mmb de PCE para la 2P y 91.3 mmb de PCE en reservas 3P. En el campo Xanab para el yacimiento Cretácico se adicionaron alrededor de 39.9 mmb de PCE en 1P, 35.8 mmb de PCE para 2P y 68.5 mmb de PCE en reservas 3P. Para el campo Onel en el yacimiento JSK se adicionaron 53.8 mmb de PCE en las reservas 1P. Las disminuciones por concepto de desarrollo se presentaron en el campo Xikín para las reservas 2P con 155.8 mmb de PCE, debido a la baja productividad y a los resultados de los pozos perforados Xikin-24 y Xikin-32, quedando sólo con reservas en la categoría 1P.

El campo Cahua presenta una disminución por concepto de revisiones en su categoría 2P de 32.3 mmb de PCE, quedando sólo con Reservas 1P, resultado de la perforación de los pozos Cahua-2 y Cahua-3, donde hubo acuñamiento en las arenas 2, 4 y 6, así como la invasión de agua a las arenas 3, 5, 7 y 9.

Las disminuciones de reservas por revisiones se tuvieron principalmente en los campos Akal con 562.7 mmb de PCE en la categoría 2P y 280.2 mmb de PCE en la

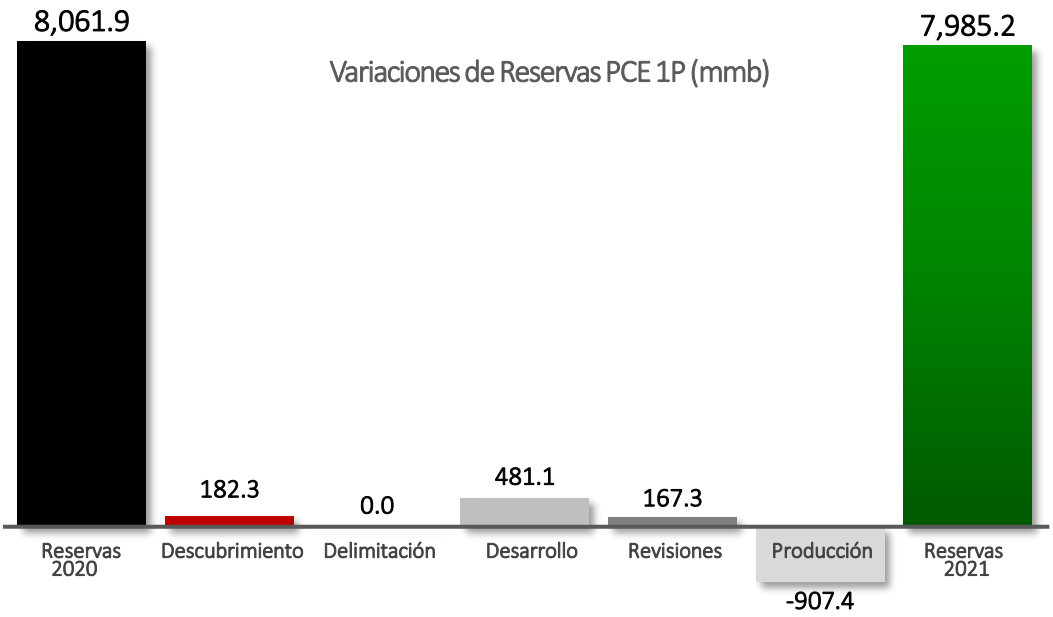
categoría 3P debido al ajuste del beneficio por la implementación del proyecto de Doble Desplazamiento, el campo Ayatsil presento una disminución de 109.9 mmb, 195.2 mmb y 101.8 mmb de PCE en las categorías 1P, 2P y 3P, respectivamente, asociado con los resultados de la perforación de los pozos Ayatsil-300 y Ayatsil-159 donde en su prueba de presión-producción resultaron por arriba del 90% de gasto de agua.

En el campo Agua Fría la disminución de reservas en la 2P fue de 47.1 mmb de PCE y 62.0 mmb de PCE para la 3P, por concepto de revisiones, debido a que se presentó una nueva estrategia de desarrollo, en la parte central del Paleocanal de Chicontepec, en donde se encuentra ubicado el campo. Dicha estrategia está basada en identificación de "Sweet Spots", a partir de la cual se eliminaron localizaciones ubicadas en zonas de alto riesgo geológico. Adicionalmente para el campo Agua Fría se eliminaron localizaciones ubicadas en zonas urbanas.

El campo Tajín presento un incremento por revisiones de reservas de PCE en la 1P de 25.8 mmb y de 10.8 mmb en la 2P, esto debido al mejor comportamiento en la producción del campo, además de los análisis realizados para la estimación de los Sweet Spots en las Asignaciones del Paleocanal de Chicontepec, dentro de las cuales se encuentra ubicado el campo Tajín, se actualizaron las curvas tipo y gastos iniciales. Asimismo, presentó una disminución en las reservas 3P de PCE de 23.7 mmb respecto a la estimación de los Sweet Spots, se analizó el comportamiento de la RGA y se realizó una actualización en los valores, así como la eliminación de localizaciones en zonas urbanas y de alto riesgo geológico.

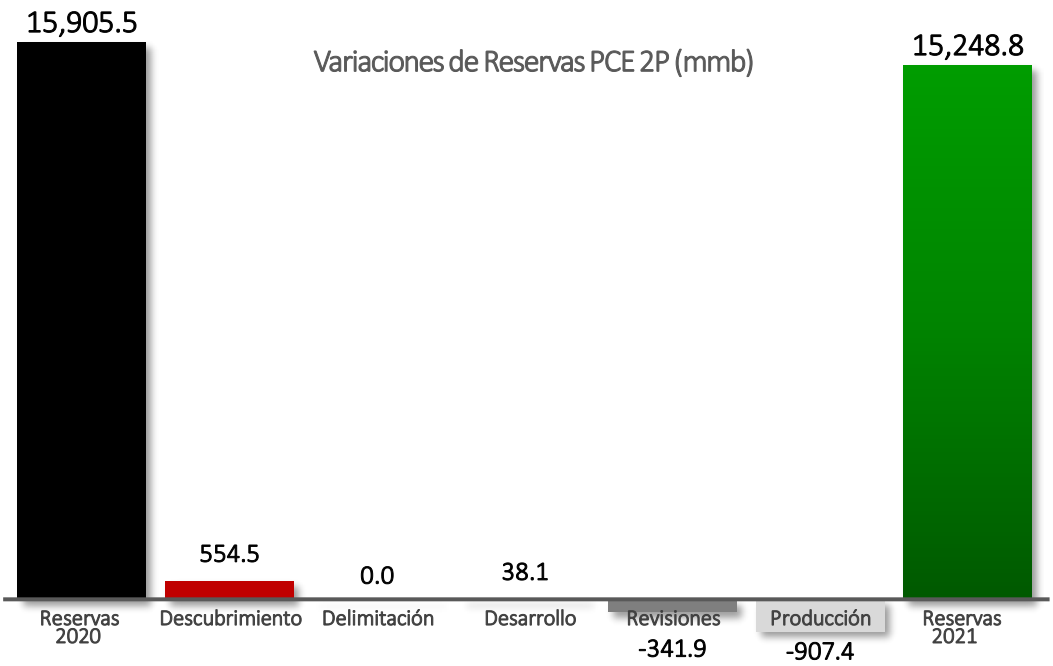
En el campo Jujo-Tecominoacán la disminución de reservas por revisiones fue de 43.0 mmb de PCE en la categoría 1P y 63.2 mmb de PCE en la categoría 2P, por el resultado no exitoso de las reparaciones mayores en los pozos Jujo-22A y Jujo-524 y la cancelación de las actividades relacionadas.

Gráfica 10. Balance de Reservas 1P al 1 de enero de 2021, en PCE (mmb)



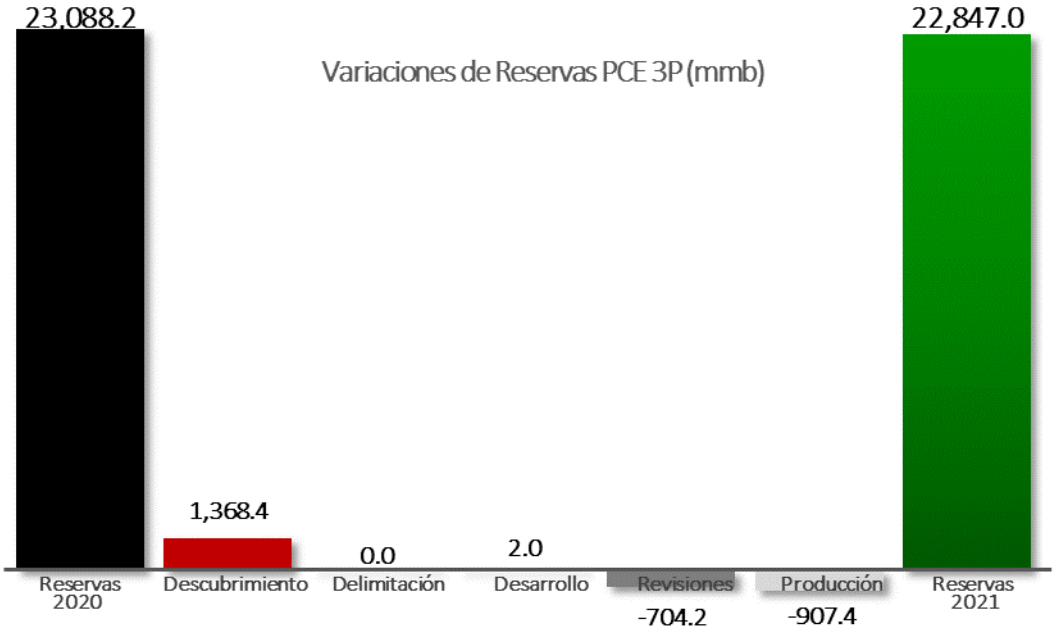
Fuente: *CNH con datos de los Operadores Petroleros.*

Gráfica 11. Balance de Reservas 2P al 1 de enero de 2021, en PCE (mmb)



Fuente: *CNH con datos de los Operadores Petroleros.*

Gráfica 12. Balance de Reservas 3P al 1 de enero de 2021, en PCE (mmb)



Fuente: *CNH con datos de los Operadores Petroleros.*

VI.6. Indicadores Nacionales de Reservas

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, 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 aquí es utilizado de 2 formas:

- Tasa de Restitución por Descubrimientos (TR_D)
- Tasa de Restitución Integral (TR_I)

VI.6.1. 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:

$$\mathrm{TR}_{\mathrm{Descubrimientos}} = \frac{\mathrm{Incorporación}}{\mathrm{Producción}} \times 100$$

De acuerdo con la información Nacional, la Tasa de Restitución por Descubrimientos de las reservas probadas (1P) en Petróleo Crudo Equivalente al 1 de enero de 2021 tuvo un incremento de 17.3 puntos porcentuales, respecto al año anterior; las reservas 2P en Petróleo Crudo Equivalente presentó también un notable aumento de 53.8 puntos porcentuales, respecto al ejercicio anterior y en el caso de las reservas 3P en Petróleo Crudo Equivalente se tuvo un importante incremento de 141.4 puntos porcentuales, respecto al año pasado.

Las incorporaciones consideradas en el caso de las reservas 1P, 2P y 3P corresponden a aquellas asociadas al descubrimiento comercial de los volúmenes de Ixachi (Pozo Ixachi-2001), Terra (Pozo Terra-101), así como los campos Quesqui, Itta, Tlamatini y Paki.

Tomando las reservas de Petróleo Crudo Equivalente asociado a los descubrimientos, considerados en cada categoría de reservas y la producción Nacional del año 2020 de 907.4 mmb en PCE, las Tasas de Restitución por Descubrimientos de las reservas 1P, 2P y 3P en PCE al 1 de enero de 2021, representan el 20.1%, 61.1% y 150.8%, respectivamente.

En la Tabla 6 se muestran las tasas de restitución por descubrimientos, producto de las actividades exploratorias para las reservas 1P, 2P y 3P, en los últimos 5 años.

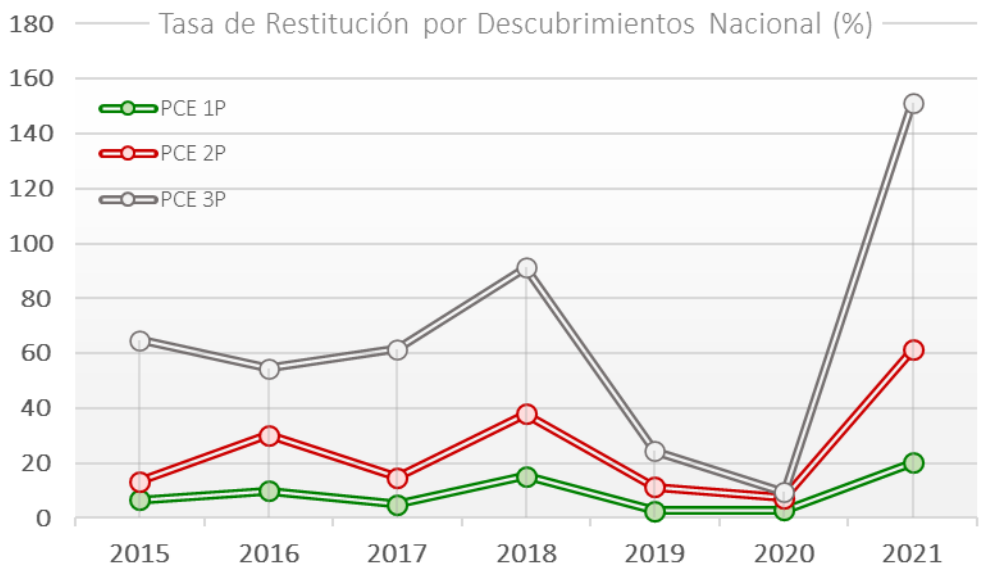
Tabla 6. Tasa de Restitución por Descubrimientos

	Aceite (%)			Gas (%)			PCE (%)		
Año	**1P**	**2P**	**3P**	**1P**	**2P**	**3P**	**1P**	**2P**	**3P**
2017	5.6%	15.0%	60.0%	3.7%	12.6%	53.4%	5.1%	14.8%	61.5%
2018	9.8%	28.0%	66.8%	24.4%	53.4%	121.9%	15.4%	38.1%	91.3%
2019	3.3%	10.8%	27.2%	1.1%	10.2%	14.3%	2.8%	11.4%	24.5%
2020	1.6%	3.9%	4.6%	3.9%	10.1%	13.5%	2.8%	7.3%	9.4%
2021	16.1%	51.5%	111.1%	20.7%	59.1%	176.7%	20.1%	61.1%	150.8%

Fuente: *CNH con datos de los Operadores Petroleros. Datos al 1 de enero del año indicado.*

En la Gráfica 13 se muestra el comportamiento de la tasa de restitución por descubrimientos 1P, 2P y 3P para el producto Petróleo Crudo Equivalente, en los últimos 5 años.

Gráfica 13. Tasa de Restitución por Descubrimientos en PCE



Fuente: *CNH con datos de los Operadores Petroleros. Datos al 1 de enero del año indicado.*

VI.6.2. Tasa de Restitución Integral de Reservas (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, y 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:

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

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 2021 son de 91.5%, 27.6% y 73.4%, respectivamente. Para esta evaluación se observa una disminución con respecto al año anterior en las categorías 1P y 2P, mientras que para el caso de la categoría 3P, presentó una tasa de restitución positiva.

En la Tabla 7 se muestran las tasas de restitución integral de reservas 1P, 2P y 3P, en los últimos 5 años.

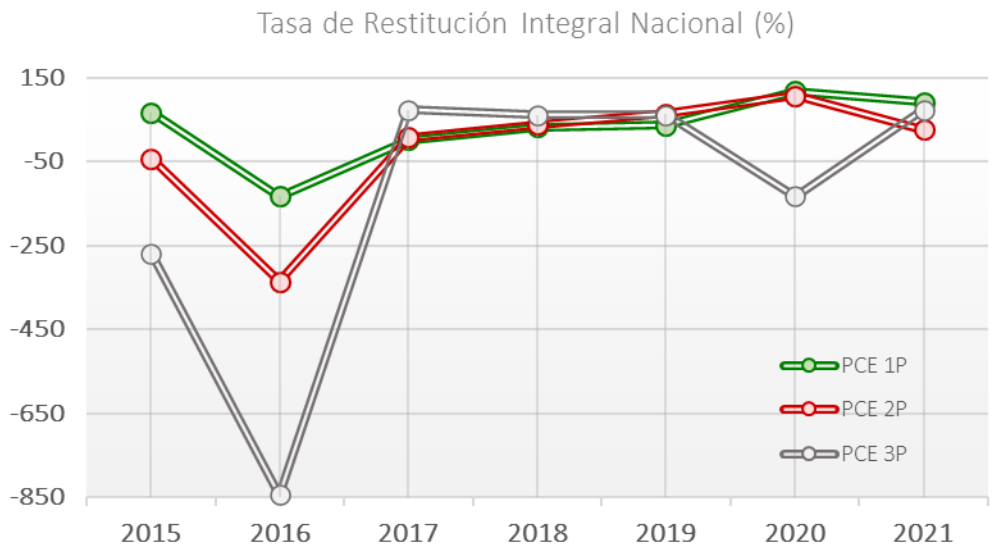
Tabla 7. Tasa de Restitución Integral de Reservas

	Aceite (%)			Gas (%)			PCE (%)		
Año	**1P**	**2P**	**3P**	**1P**	**2P**	**3P**	**1P**	**2P**	**3P**
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%
2019	39.9%	49.4%	43.8%	79.4%	181.0%	231.5%	36.6%	64.8%	61.0%
2020	145.0%	125.2%	-111.7%	79.6%	106.4%	-47.6%	118.9%	108.0%	-132.0%
2021	64.1%	0.0%	3.9%	138.7%	69.5%	159.1%	91.5%	27.6%	73.4%

Fuente: *CNH con datos de los Operadores Petroleros. Datos al 1 de enero del año indicado.*

En la Gráfica 14 se muestran las tasas de restitución integral de reservas 1P, 2P y 3P, para el producto Petróleo Crudo Equivalente, en los últimos 5 años.

Gráfica 14. Tasa de Restitución Integral en PCE



Fuente: *CNH con datos de los Operadores Petroleros. Datos al 1 de enero del año indicado.*

VI.6.3. Relación Reserva / Producción

La relación reserva-producción se define como el cociente entre las reservas al 1 de enero de 2021 y la producción total del año 2020 que asciende a 907.4 mmb en Petróleo Crudo Equivalente, el cual da como resultado de 8.8 años en 1P, 16.8 años en 2P y 25.2 años en 3P, al 1 de enero de 2021.

La relación reserva-producción 1P, 2P y 3P en Petróleo Crudo Equivalente, al 1 de enero de 2021, presentan una disminución con respecto al ejercicio anterior.

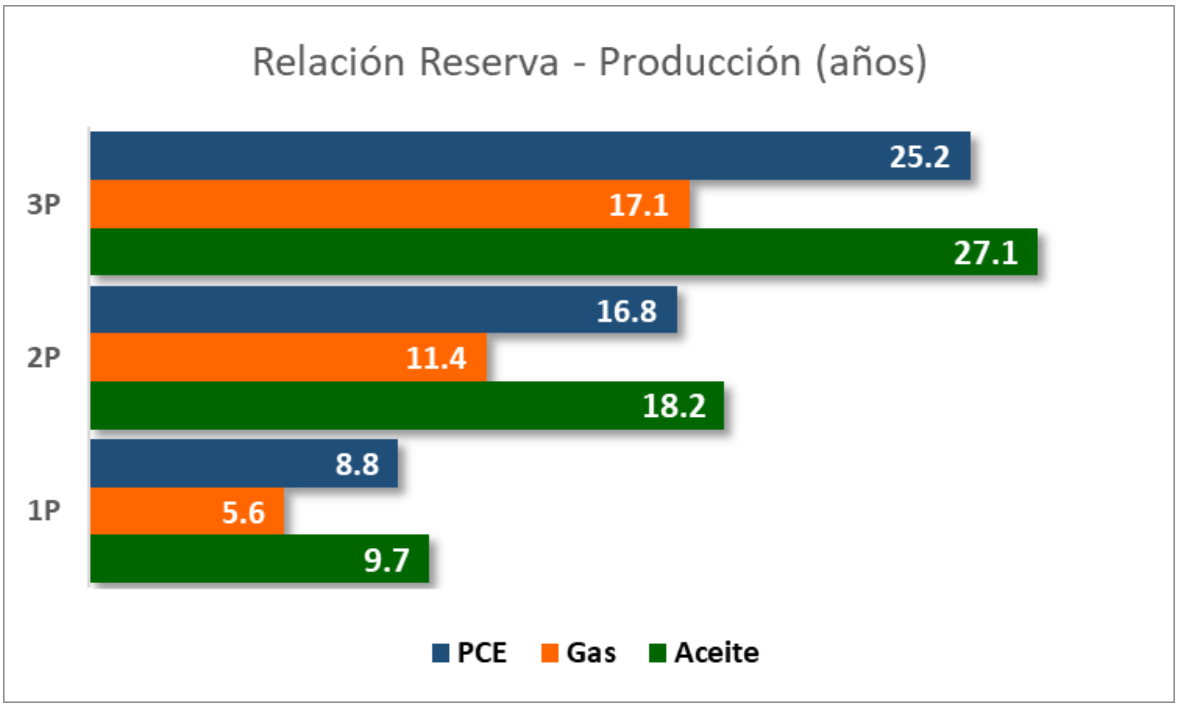
La relación reserva-producción para el producto aceite, gas y Petróleo Crudo Equivalente, a nivel nacional se muestran en la Tabla 8 y en la Gráfica 15.

Tabla 8. Relación Reserva-Producción Nacional al 1 de enero de 2021

Categoría	Aceite (años)	Gas (años)	PCE (años)
1P	9.7	5.6	8.8
2P	18.2	11.4	16.8
3P	27.1	17.1	25.2

Fuente: *CNH con datos de los Operadores Petroleros.*

Gráfica 15. Relación Reserva-Producción Nacional



Fuente: *CNH con datos de los Operadores Petroleros. Datos al 1 de enero del año indicado.*

VII. Análisis de las diferencias y variaciones de reservas presentados por los Operadores Petroleros y Terceros Independientes

Con base en la información y los análisis referidos, la Comisión elaboró un análisis comparativo de los valores de reservas 1P, 2P y 3P para los productos aceite, gas y Petróleo Crudo Equivalente presentados por los Operadores Petroleros y Terceros Independientes.

VII.1. 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, aplicables a los Operadores Petroleros y Terceros Independientes, en su artículo 23, menciona el criterio para identificar las diferencias en las estimaciones, por campo certificado, asociado a las Áreas de Asignación o Contractuales en el Año de Evaluación para las Reservas 1P, 2P y 3P, para el producto Petróleo Crudo Equivalente.

Cuando la diferencia absoluta entre las estimaciones de las Reservas en Petróleo Crudo Equivalente al Límite Económico sea menor o igual al diez por ciento para la categoría 1P, y menor o igual al veinte por ciento en las categorías 2P y 3P, la Comisión considerará dentro de su Resolución las cifras reportadas por el Operador Petrolero en el informe relativo al Año de Evaluación.

Para identificar las diferencias porcentuales, se empleará el criterio que se describe en las siguientes expresiones matemáticas:

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

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

Cuando la diferencia absoluta entre las estimaciones de las Reservas en Petróleo Crudo Equivalente al Límite Económico sea mayor al diez por ciento para la categoría 1P, y mayor al veinte por ciento en las categorías 2P y 3P, la Comisión aplicará el procedimiento establecido en los artículos 24 y 25 de los Lineamientos, relativo a las audiencias y reuniones de trabajo resultado de las diferencias identificadas y de los resultados de la revisión de la información derivada de las audiencias o reuniones de trabajo.

Si a pesar de las comparecencias o reuniones de trabajo sostenidas con motivo de las diferencias entre las estimaciones realizadas por el Operador Petrolero y el Tercero Independiente, dichas diferencias no pudieran quedar resueltas, conforme al artículo 28 de los Lineamientos, la Comisión instruirá que inicie el mecanismo de revisión únicamente para aquellos campos que excedan las diferencias absolutas en Petróleo Crudo Equivalente establecidas en quince, cincuenta y setenta y cinco millones de barriles para las Reservas 1P, 2P y 3P, respectivamente.

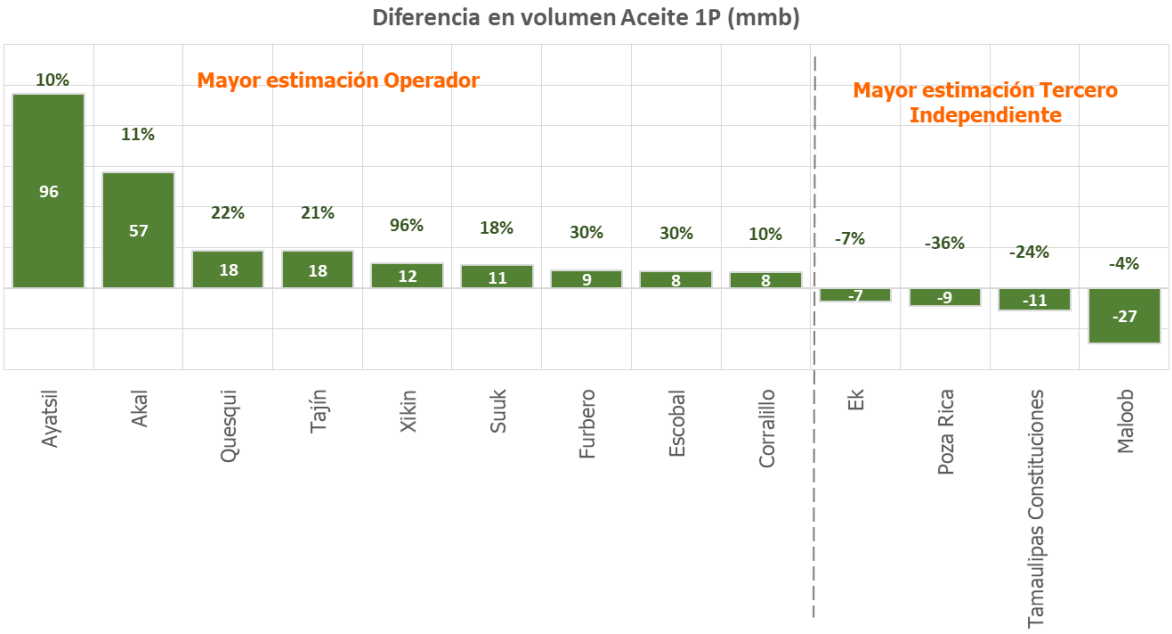
Para tal efecto, los Operadores Petroleros, así como los Terceros Independientes podrán aportar evidencias e información técnica o científica adicional, que no haya sido objeto de revisión durante el procedimiento, que permitan resolver o explicar dichas diferencias.

VII.2. Análisis comparativo de las diferencias en valores de reservas

En la categoría de Reservas 1P, las diferencias significativas que excedieron el criterio de diferencias se observan en las Gráficas 16, 17 y 18, para los productos aceite, gas y Petróleo Crudo Equivalente, respectivamente.

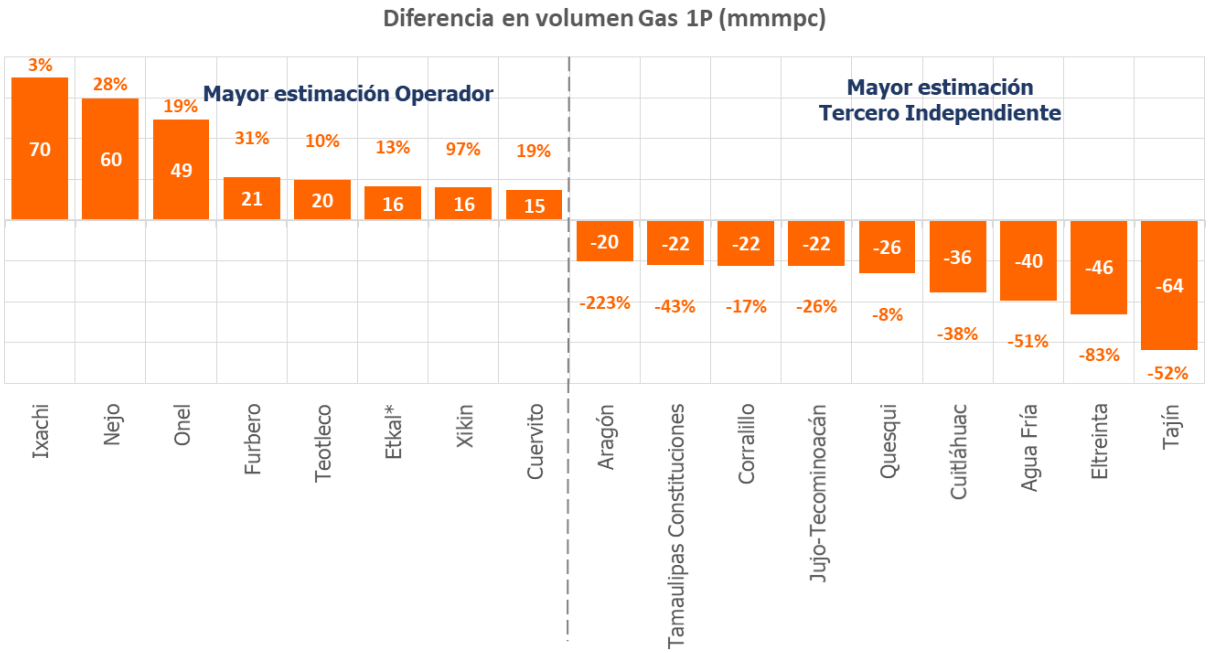
En todas las gráficas se observa una línea discontinua que separa aquellos casos en los que el Operador Petrolero estima mayor volumen con respecto de aquellos en los que el Tercero Independiente estima un mayor volumen.

Gráfica 16. Principales diferencias en volumen de Reservas 1P en Aceite (mmb)



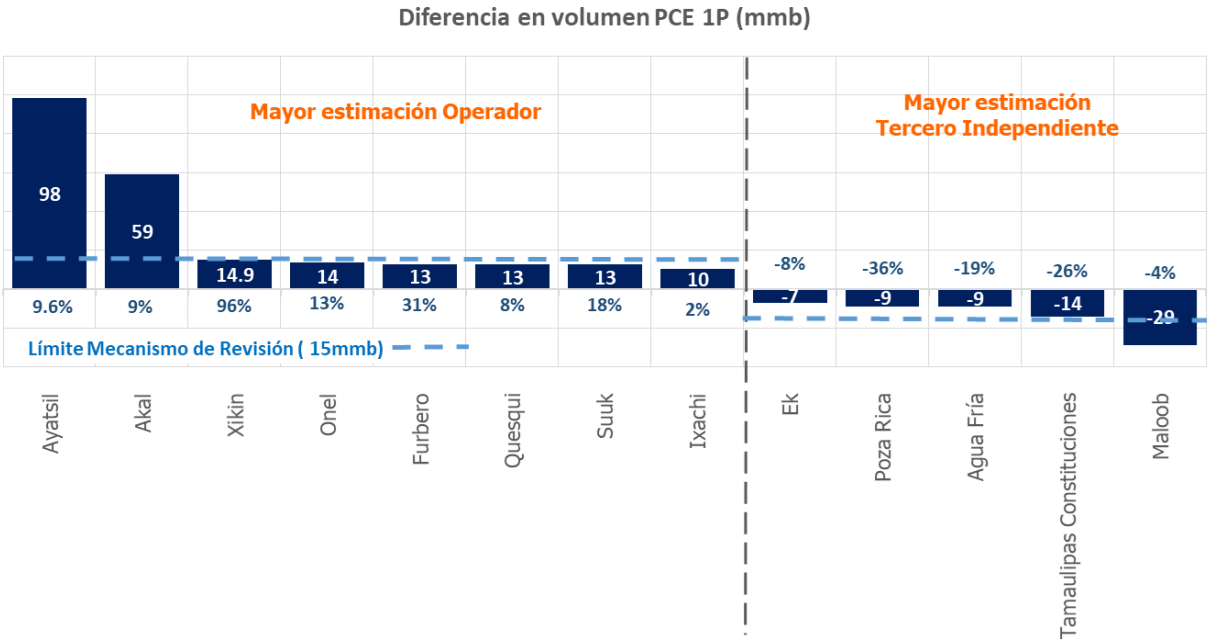
Fuente: *CNH con datos de los Operadores Petroleros. Datos al 1 de enero de 2021.*

Gráfica 17. Principales diferencias en volumen de Reservas 1P en Gas (mmmpc)



Fuente: *CNH con datos de los Operadores Petroleros. Datos al 1 de enero de 2021.*

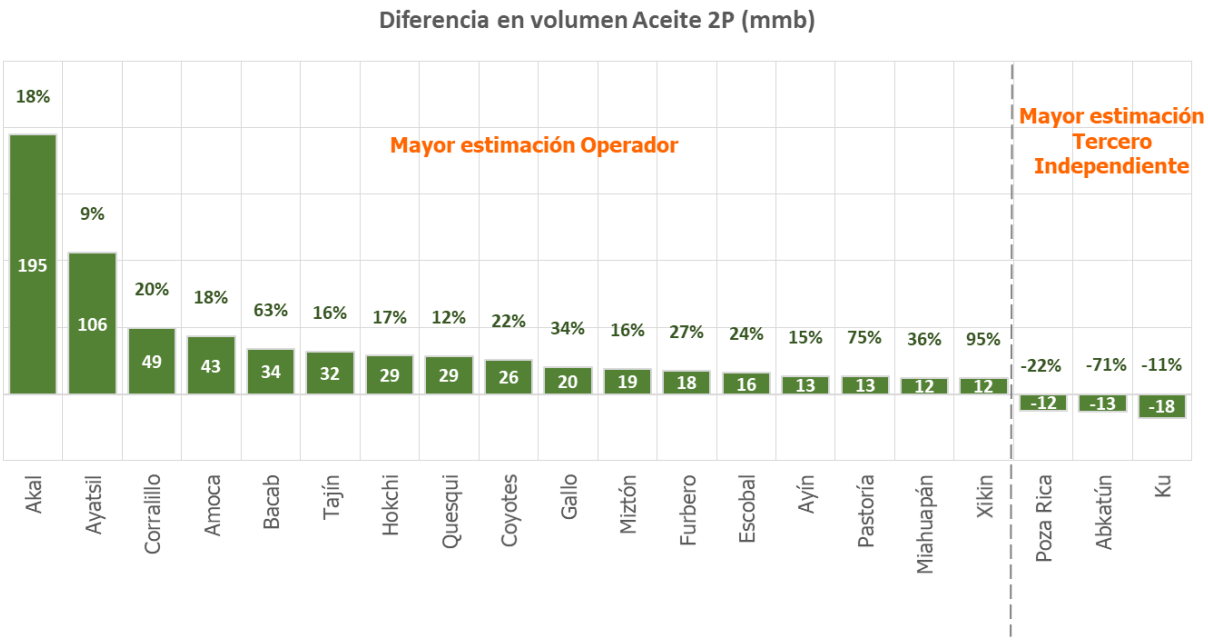
Gráfica 18. Principales diferencias en volumen de Reservas 1P en PCE (mmb)



Fuente: *CNH con datos de los Operadores Petroleros. Datos al 1 de enero de 2021.*

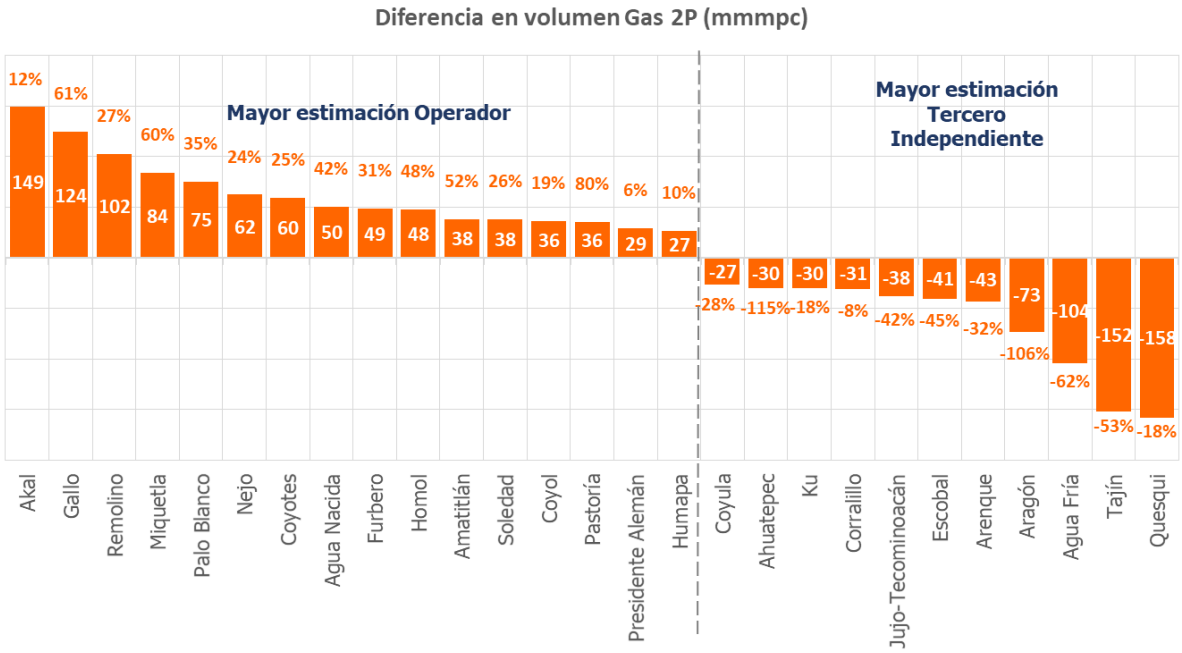
Para la categoría de Reservas 2P, las diferencias significativas que excedieron el criterio de diferencias se observan en las Gráficas 19, 20 y 21, para los productos aceite, gas y Petróleo Crudo Equivalente, respectivamente.

Gráfica 19. Principales diferencias en volumen de Reservas 2P en Aceite (mmb)



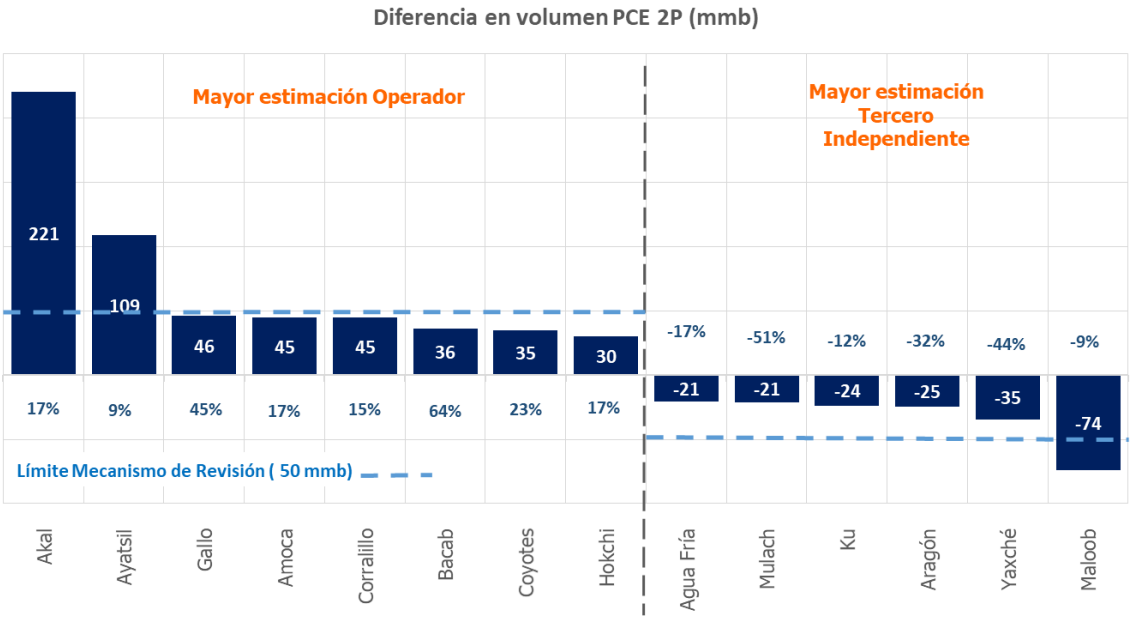
Fuente: *CNH con datos de los Operadores Petroleros. Datos al 1 de enero de 2021.*

Gráfica 20. Principales diferencias en volumen de Reservas 2P en Gas (mmmpc)



Fuente: *CNH con datos de los Operadores Petroleros. Datos al 1 de enero de 2021.*

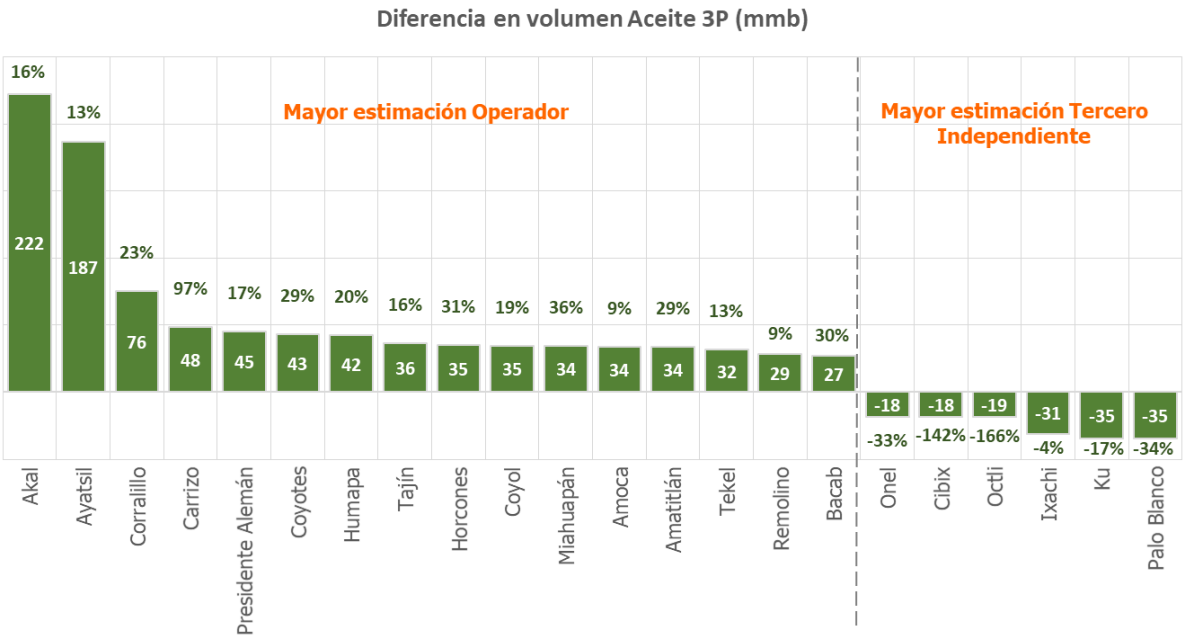
Gráfica 21. Principales diferencias en volumen de Reservas 2P en PCE (mmb)



Fuente: *CNH con datos de los Operadores Petroleros. Datos al 1 de enero de 2021.*

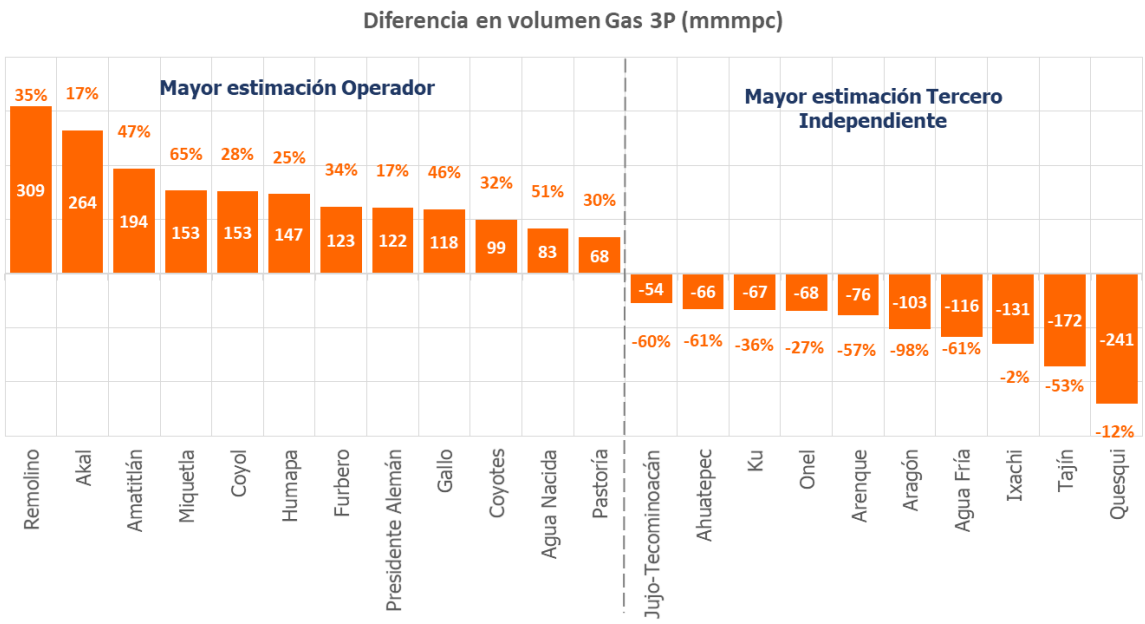
En la categoría 3P, las diferencias significativas que excedieron el criterio de diferencias se observan en las Gráficas 22, 23 y 24, para los productos aceite, gas y Petróleo Crudo Equivalente, respectivamente.

Gráfica 22. Principales diferencias en volumen de Reservas 3P en Aceite (mmb)



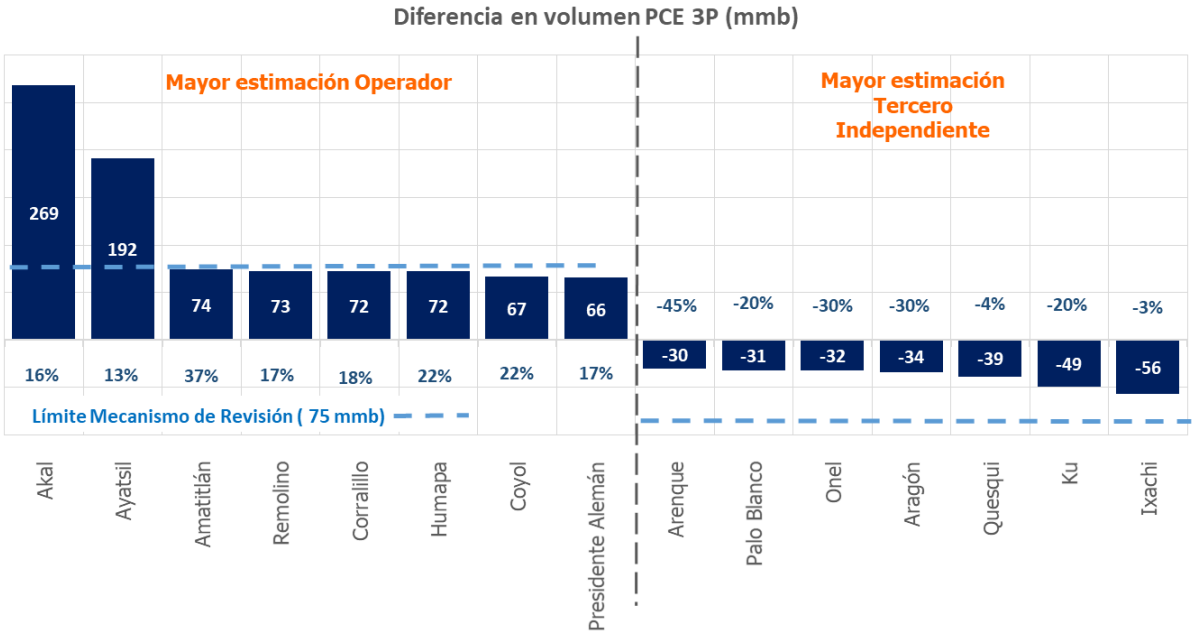
Fuente: *CNH con datos de los Operadores Petroleros. Datos al 1 de enero de 2021.*

Gráfica 23. Principales diferencias en volumen de Reservas 3P en Gas (mmmpc)



Fuente: *CNH con datos de los Operadores Petroleros. Datos al 1 de enero de 2021.*

Gráfica 24. Principales diferencias en volumen de Reservas 3P en PCE (mmb)



Fuente: *CNH con datos de los Operadores Petroleros. Datos al 1 de enero de 2021.*

VII.3. Análisis de las variaciones de Reservas

En esta sección se presenta el análisis técnico con base en la información presentada por los Operadores Petroleros y derivado de las reuniones de trabajo llevadas a cabo durante el proceso de cuantificación y certificación de reservas al 1 de enero de 2021.

VII.3.1. Pemex Exploración y Producción, Zona Marina

Campo Ayatsil

Las variaciones obedecen al ajuste en el factor de volumen del aceite y la relación de solubilidad debido a efectos de temperatura en el nuevo cálculo del volumen original de hidrocarburos, las variaciones en reserva se vieron afectadas por la recuperación de la reserva probada y probable a través de la reducción de 11 pozos con respecto al ejercicio anterior por lo que también se ve afectado el factor de recuperación en las tres categorías de reservas por la posible irrupción de agua a los pozos productores más profundos resultado de la perforación del pozo Ayatsil-159 que resultó en un gasto de 98% de agua y el pozo Ayatsil-300 que en su prueba de producción resultó en 90% de agua.

Campo Akal

Para el yacimiento BTPK se realizó un ajuste en el proyecto de Doble Desplazamiento al considerar que el contacto agua-aceite actual será desplazado hasta 3,130 mv y no hasta el contacto agua aceite-original como se tenía conceptualizado en el ejercicio anterior; esto se debe básicamente al diferimiento de actividad física asociada a este proyecto, además se realizó un análisis donde se determinó que en la zona de transición se incrementa el riesgo de encontrar saturaciones de aceite menores.

Campos: Ek-Balam

El cambio en volumen original de hidrocarburos así como las reservas de ambos campos para el yacimiento JSO, obedece a la nueva reinterpretación sísmica y a los resultados de la perforación del pozo Balam-85: en la zona sur del campo se encontró una menor área y mayor cantidad de sal de la que se tenía estimada con la sísmica anterior, así como un contacto agua-aceite más somero al que se tenía contemplado por lo que el área del yacimiento disminuyó y por ende el volumen original; para la zona norte del yacimiento JSO se vio afectado el espesor neto y por lo tanto una disminución en los volúmenes originales de hidrocarburos.

Campo Xikín

Las variaciones de reserva para el yacimiento JSK se debe al comportamiento de producción de los pozos Xikín-24 y Xikín-32 perforados en el 2020 donde se estimaban producciones mayores a lo esperado; de acuerdo con la interpretación petrofísica de ambos pozos presentan bajo fracturamiento, vúgulos no conectados y permeabilidades muy bajas, por lo que el desarrollo del campo en cuanto a actividad física contemplada se cancela quedando productor únicamente con estos dos pozos. Hubo una disminución de área (10 km2) en el yacimiento derivado de los resultados de los pozos mencionados anteriormente debido a que el yacimiento se encontró estructuralmente más bajo (-172 y -58 mv) lo que derivó en la actualización del volumen original de hidrocarburos y las reservas del campo.

Campo Cahua

Las variaciones de reserva para los yacimientos Plioceno Inferior 2, Plioceno Inferior 4 y Plioceno Inferior 6 se debe al acuñamiento de estas arenas (cambio de facies), mientras que las arenas del Plioceno Inferior3, Plioceno Inferior 5, Plioceno Inferior 7 y Plioceno Inferior 9 se encontraron invadidas de agua de acuerdo con los resultados de la perforación de los pozos Cahua-2, Cahua-3 y Cahua-3ST. Para la actualización del volumen original de aceite y gas se debió a los nuevos contactos de agua observados en el pozo Cahua-3 de aproximadamente -100 mv con los estimados anteriormente lo que reduce el área y los espesores, así como los cambios de facies que se presentaron en los yacimientos mencionados con anterioridad.

Campo Teca

Las variaciones de reservas para el yacimiento Plioceno Inferior 2 se deben básicamente a que la reserva probada que se tenía contabilizada en el ejercicio anterior resultó económicamente no viable, por lo que se tuvo un decremento en el volumen original para este yacimiento; para las categorías 2P y 3P se replantea el cambio de estrategia en la explotación del campo adicionando actividad y adelanto en la implementación del método de Recuperación Secundaria como mantenimiento de presión en el yacimiento.

Campo Onel

Las variaciones de reservas de aceite para el yacimiento JSK se debió a la recategorización de reservas de probable a probada de los pozos Onel-87, Onel-27, Onel-94 y Onel-89 ya que derivado de un muestreo de presión en el pozo Onel-5 toda

la zona probable se encuentra comunicada alcanzando las fronteras del yacimiento por lo que los pozos adicionales que se encontraban propuestos a perforar se cancelan, en otras palabras, con los pozos actualmente perforados se logra drenar esa zona del yacimiento. Para el caso de las reservas de gas se tiene un incremento con respecto al ejercicio anterior debido al incremento observado de la RGA en los pozos Onel-15, Onel-17, Onel-23, Onel-27, Onel-31, Onel-3, Onel-51 y Onel-94.

Campo Suuk

Las variaciones se deben principalmente a la actualización del modelo estático del campo, obteniendo una variación en el volumen original de aceite y gas al alza en las categorías 1P, 2P y a la baja en la categoría 3P. Los límites areales del yacimiento se estimaron a la baja en la categoría 3P debido a que se definieron a partir del geocuerpo definido mediante el proceso de inversión sísmica; el área en el ejercicio anterior era de 32.3 km2 pasando en este ejercicio a 15.9 km2.

Las variaciones en la cuantificación de reservas se debieron al cambio del volumen original mencionado anteriormente, así como en el cambio de estrategia de explotación 2021 respecto a la actividad física.

VII.3.2. Pemex Exploración y Producción, Zona Sur

Campo Jujo-Tecominoacán

Las variaciones de reservas del campo a la baja con respecto al año anterior en la categoría probada se deben principalmente por el resultado improductivo en las reparaciones mayores en los pozos Jujo-22A y Jujo-524; el resultado no exitoso llevo a la cancelación de 7 reparaciones mayores en la categoría PNDP que tenían como finalidad el mismo objetivo, adicionalmente se descartaron 4 localizaciones consideradas de alto riesgo en la categoría PND y las reparaciones mayores asociadas a ellas por el comportamiento de presión-producción del campo, así como el avance del contacto agua-aceite, así mismo se realizó análisis de gastos iniciales considerando los pozos de correlación del campo llevando a una menor recuperación para las localizaciones programadas, para la categoría probable se desincorporaron 4 localizaciones más por considerarse se de alto riesgo.

Campo Teotleco

La variación de reservas al alza con respecto al año anterior en la reserva probada de gas en el Bloque III se debe principalmente por dos razones; la primera está

relacionada con un mejor comportamiento observado de los pozos en los últimos dos años siguiendo esa misma tendencia; la segunda razón está relacionada con la recategorización de reservas de la categoría PND a PD producto del resultado exitoso en la reentrada realizada al pozo Teotleco-123, en lo que respecta al Bloque IV la variación corresponde a el resultado exitoso de los pozos Teotleco-206 y 208 y el resultado del comportamiento de los pozos actuales.

Campo Tizón

Las variaciones de reservas del campo con respecto al año anterior se deben principalmente por presentar comportamiento estable de producción y flujo fraccional de agua en los pozos Tizón-231, Tizón-233, Tizón-236 y Tizón-224, así como un mejor comportamiento en el pozo Tizón-208 en el yacimiento JSK-Bloque II, adicionalmente la incorporación del pozo Tizón-238 mostró un buen comportamiento recategorizando de categoría PND a PDP.

Campo Chocol

Las diferencias de las reservas que presenta el campo con respecto al año anterior principalmente se deben al comportamiento de producción del campo donde el flujo fraccional de agua se incrementó por arriba del 50%, esto ocasiono que el pozo Chocol-1 dejara de producir, debido a que este pozo estaba localizado estructuralmente más alto y el riesgo dinámico, se cancelaron las localizaciones Chocol-2 y Chocol-3, así como las reparaciones mayores asociadas en las categorías probable y posible.

Campo Cinco Presidentes

La variación de reservas con respecto al año anterior en la categoría probada se debe principalmente a un mejor comportamiento durante el año, en el transcurso del año se realizaron y entraron en producción 18 reparaciones mayores localizadas en los yacimientos M17_20 obteniendo un mejor resultado al pronosticado, de igual manera las perforación de las localizaciones CP-942, CP-945 y CP-946 tuvieron un mejor comportamiento al esperado, de acuerdo a lo mencionado los gastos iniciales utilizados se incrementaron para las reparaciones y terminaciones propuestas en el yacimiento MS 17_20, en la categoría 2P se desincorporaron dos localizaciones debido al depresionamiento del área, así como la disminución de 10 reparaciones mayores por el avance del contacto agua-aceite, con respecto al incremento de la categoría 3P, este se debe a la masificación del proyecto de inyección de agua en el área central del

campo y se documentó en reserva posible el proceso de inyección de agua en el Bloque A en los yacimientos MS17_20.

VII.3.3. Pemex Exploración y Producción, Zona Norte

Campo Tajín

Las diferencias en el balance entre el año anterior y el presente se deben a que se presentó una nueva estrategia de desarrollo basada en identificación de "Sweet Spots", en donde se actualizaron las curvas tipo y los gastos iniciales para el caso de las variaciones en el aceite con la estimación basada en los "Sweet Spots". Para el caso del gas se analizó el comportamiento de la RGA y se realizó una actualización en los valores de esta relación, lo que repercutió en la reducción de las reservas de gas.

Campo Ixachi

El campo presenta valores de reservas al alza, debido a los volúmenes incorporados producto del pozo exploratorio Ixachi-2001, con lo que se ajustaron de las profundidades de los límites de cada categoría al obtener un nuevo límite vertical el cual se profundizo hasta los 7656 m, lo que llevó al incremento del volumen original y a la actualización de la estrategia de desarrollo aumentando la actividad. Así a su vez se incrementaron las reservas en las tres categorías. Pasando para el gas en la 1P de 1,145.5 a 2,015 mmmpc, en la 2P 3,740.9 a 4,177.4 mmmpc y en la 3P de 5,054.8 a 6,445.7 mmmpc. Y para el condensado en la 1P de 139.7 a 246 mmb, en la 2P 451.1 a 500.6 mmb y en la 3P de 5,054.8 a 6,445.7 mmb.

Campo Coapechaca

Las diferencias en el balance entre el año anterior y el presente se deben a que se presentó una nueva estrategia de desarrollo basada en identificación de diferentes tipos de "Sweet Spots", en donde se actualizaron las curvas tipo y los gastos iniciales para el caso de las variaciones en el aceite. Para el caso del gas se analizó el comportamiento de la RGA y se realizó una actualización en los valores de esta relación, lo que repercutió en la reducción de las reservas de gas.

Adicionalmente el campo Coapechaca presenta una reducción en la reserva 2P de gas esto debido a que las localizaciones con categoría PRB sufrieron una reducción mayor en los valores de RGA.

Campo Agua Fría

Con base en el análisis realizado para la estimación de los Sweet Spots en las Asignaciones A-0004-3M-Campo Agua Fría, y A-0107-3M-Campo Coyula, a las cuales pertenece el campo Agua Fría, se actualizaron las curvas tipo, gastos iniciales y RGA, con base en cada tipo de Sweet Spot. La disminución en aceite para las categorías 1P, 2P y 3P respecto al año anterior se debe a la generación de nuevas curvas tipo, con base en el análisis realizado para la estimación de los Sweet Spots. Respecto al gas, las variaciones se deben de igual forma, al análisis realizado en la RGA para la generación de Sweet Spots en las Asignaciones A-0004-3M-Campo Agua Fría, y A-0107-3M-Campo Coyula.

VII.3.4. Contratistas

i. ENI México S. de R.L. de C.V.
Contrato: CNH-R01-L02-A1/2015

Campos Amoca

Las variaciones de reservas que se presentan para el campo Amoca y el yacimiento Cinco Presidentes es el que tiene el mayor impacto obedecen a una nueva reinterpretación sísmica RTM con una mejor calidad señal-ruido con la finalidad de mejorar la complejidad geológica de los yacimientos, distribución de las facies, identificación de las fallas, un nuevo modelo estructural ya que este campo representa mayor complejidad estructural, se tuvo una actualización del PVT representativo y definió un cambio en la profundidad de los contactos, se utilizaron nuevas curvas de permeabilidades relativas así como presiones capilares con información de núcleos ya que en 2020 fueron obtenidas a través de correlaciones . Se tuvo un incremento en el volumen original resultado de esta nueva interpretación; otro impacto en este ejercicio fueron los precios bajos que se tuvieron durante el año 2020 derivados de la pandemia por SARS COV-2 lo que modificó los límites económicos sobre todo afectando a la reserva probada.

Campos Miztón

Las variaciones de reservas que se presentan para el campo Miztón obedecen a una actualización del modelo de simulación a través de una nueva reinterpretación sísmica y una calibración con datos reales de producción con los pozos que se tienen produciendo al día de hoy (Miztón 2DEL, Miztón 3DES y Miztón 5DES) la cuantificación anterior estaba basada únicamente con los datos de los pozos perforados y las pruebas

de producción; así como una actualización del PVT representativo (Miztón-3DES) donde pasó de tener 2 regiones representativas a 3 (Región Norte, Región Sur y Región Este) definiendo con mayor exactitud la distribución de propiedades petrofísicas y de hidrocarburos en dichas regiones teniendo un importante impacto en la zona 3 del campo donde se observaron menores propiedades y por lo tanto un impacto en la volumetría y las reservas; el último factor que afecto a las reservas fueron los precios bajos que se tuvieron durante el año 2020 derivados de la pandemia por SARS COV-2 lo que modificó los límites económicos sobre todo afectando a la reserva probada.

VIII. Conclusiones

De la documentación presentada por los Operadores Petroleros respecto de los reportes de evaluación y cuantificación de reservas de hidrocarburos y los reportes finales de las certificaciones, elaborados por los Terceros Independientes, así como del análisis realizado por el Grupo de Trabajo, se tienen las siguientes conclusiones:

1. La Comisión Nacional de Hidrocarburos determinó la suficiencia de información para analizar y resolver sobre la cifra Nacional de reservas de hidrocarburos 1P, 2P y 3P, al 1 de enero de 2021.
2. Conforme a la información remitida a esta Comisión, se pudo constatar que, tanto los Operadores Petroleros como los Terceros Independientes, siguieron la metodología vigente, *Petroleum Resources Management System*, al inicio del procedimiento anual de cuantificación y certificación de reservas establecida conforme a los Lineamientos. Para el caso de los Terceros Independientes, por medio del Operador Petrolero se verificó la experiencia de estos y la ausencia aparente de conflicto de interés para llevar a cabo las tareas de certificación.
3. Con la información remitida por los Operadores Petroleros y con base en los Lineamientos de reservas vigentes, se realizó la integración de las reservas de hidrocarburos por categoría 1P, 2P y 3P, en sus productos aceite, gas y PCE.
4. Las Reservas 1P consolidadas presentan un decremento de 227 millones de barriles de aceite, lo que equivale a una reducción del 3.6%; un incremento de 695.4 mil millones de pies cúbicos de gas, el cual representa un incremento del 7.5%; y un decremento en Petróleo Crudo Equivalente de 76.7 millones de barriles, que representa un decremento del 1.0%.
5. Las Reservas 2P consolidadas presentan una reducción de 631.6 millones de barriles de aceite, lo que equivale a un decremento del 5.2%; una reducción de 548.0 mil millones de pies cúbicos de gas, el cual representa una disminución del 2.6%; y un decremento en Petróleo Crudo Equivalente de 656.7 millones de barriles, que representa una reducción del 4.1%.
6. Las Reservas 3P consolidadas presentan una reducción de 607.4 millones de barriles de aceite, lo que equivale a una disminución del 3.4%; un incremento de 1,061.5 mil millones de pies cúbicos de gas, el cual representa un incremento del 3.6%; y una disminución en Petróleo Crudo Equivalente de 241.2 millones de barriles, que representa una disminución del 1.0%.
7. En relación con los descubrimientos, producto de las actividades exploratorias, Petróleos Mexicanos pudo incorporar los volúmenes de Ixachi (pozo Ixachi-2001), y Terra (pozo Terra-101), así como los campos Quesqui, Itta, Tlamatini y Paki que en

su conjunto adicionaron volúmenes en Reservas 1P de 101.6 mmb en aceite, 371.6 mmmpc de gas y 182.3 mmb en Petróleo Crudo Equivalente; respecto a la categoría 2P contribuye con 352.3 mmb en aceite, 1,061.2 mmmpc de gas y 554.5 mmb en Petróleo Crudo Equivalente; finalmente en Reservas 3P se documentaron en 702.0 mmb en aceite, 3,172.7 mmmpc de gas y 1,368.4 mmb en Petróleo Crudo Equivalente.

8. Con el análisis de la información, el Grupo de Trabajo calculó la Tasa de Restitución de Reservas por Descubrimientos e Integral, así como la Relación Reserva-Producción.
    a. Las cifras de las Tasas de Restitución por Descubrimientos, en Petróleo Crudo Equivalente al 1 de enero de 2021, de las Reservas 1P, 2P y 3P, son de 20.1%, 61.1% y 150.8%, respectivamente.
    b. Las cifras de las Tasas de Restitución Integral, en Petróleo Crudo Equivalente al 1 de enero de 2021, de las Reservas 1P, 2P y 3P, son de 91.5%, 27.6% y 73.4%, respectivamente.
    c. Las cifras de la Relación Reserva-Producción, en Petróleo Crudo Equivalente al 1 de enero de 2021, de las Reservas 1P, 2P y 3P, son de 8.8 años, 16.8 años y 25.2 años, respectivamente.
9. 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 a recursos contingentes dado que no serían rentables para el desarrollo, como ejemplo tenemos al campo Akal en el cual se presentó una disminución de reservas en la categoría 2P respecto al beneficio del proyecto de Doble Desplazamiento por falta de actividad física encontrando una parte del intervalo con menores saturaciones de hidrocarburos. Por lo anterior, se recomienda llevar a cabo las actividades asociadas de manera oportuna para evitar dicha reclasificación o pérdida de valor del proyecto.
10. Es recomendable que los Operadores Petroleros contemplen la adecuada maduración de los recursos a reservas, conforme a las mejores prácticas de la industria y la normativa aplicable.
11. Como resultado del proceso de cuantificación y certificación de reservas al 1 de enero de 2021, las cifras de Reservas de Hidrocarburos presentados por la Dirección General de Reservas al Órgano de Gobierno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos son los siguientes:

Tabla 9. Reservas de Hidrocarburos Nacional al 1 de enero de 2021

Categoría	Aceite	Gas	PCE
	mmb	mmmpc	mmb
Total 1P	**6,119.7**	**9,981.0**	**7,985.2**
Total 2P	**11,470.5**	**20,391.9**	**15,248.8**
Total 3P	**17,119.1**	**30,764.5**	**22,847.0**

Fuente: *CNH con datos de los Operadores Petroleros.*

Nota: *Los totales por suma pueden no coincidir por redondeo.*

CNH

Comisión Nacional
de Hidrocarburos

Documento:
"Análisis de Reservas de Hidrocarburos 1P, 2P y 3P al 1 de enero de 2021"
Se elaboró en la Comisión Nacional de Hidrocarburos
y es propiedad de la misma Institución.

Edición
Comisión Nacional de Hidrocarburos