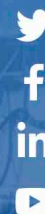


The logo for the Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) is displayed in white text on a white rectangular background. The background of the entire page is a blue-tinted photograph of an industrial facility with scaffolding and a tall tower. A grid of white dots is visible in the top-left and bottom-right corners.

Comisión Nacional
de Hidrocarburos

2023



Reporte de la Consolidación de Reservas de la Nación al 1 de enero de 2023

Abril de 2023

Contenido

I. Introducción	2
II. Relación cronológica	2
III. Proceso general	3
III.1 Informes de Reservas	4
III.2 Premisas	5
IV. Análisis de los informes.....	6
IV.1. Factor de Recuperación	6
IV.1.1 Proyectos de Recuperación Secundaria y Mejorada	9
IV.1.2 Seguimiento a la evolución del Factor de Recuperación	12
IV.2. Precios de venta y costos de producción.....	13
IV.3. Reclasificación de Reservas y sujetas a revisión	18
V. Consolidación de las Reservas de la Nación.....	19
V.1 Balance de Reservas.....	19
V.2 Evolución histórica de las Reservas de Hidrocarburos en la Nación.....	22
V.3 Pronósticos de producción	24
V.4 Distribución de las Reservas por Operador Petrolero	25
V.5 Distribución de las Reservas por Cuenca Petrolera	30
V.6 Distribución de las Reservas por Entidad Federativa.....	30
V.7 Reservas por Campo	32
V.7.1 Principales Campos de la Nación	32
V.7.2 Descubrimientos comerciales	36
VI. Indicadores Nacionales de Reservas	39
VI.1. Tasa de Restitución por Descubrimientos (TR _D)	39
VI.2. Tasa de Restitución Integral de Reservas (TR _I)	40
VI.3. Relación Reserva / Producción.....	41
VII. Conclusiones	42

I. Introducción

En el presente reporte se presentan diversos elementos analizados por la Comisión Nacional de Hidrocarburos (en adelante, la Comisión o CNH) respecto del procedimiento de cuantificación y certificación de Reservas de la Nación al 1 de enero de 2023 (en adelante, Procedimiento de Reservas), considerando para ello la información presentada por los Operadores Petroleros (en adelante, OP) en sus informes y en el de los Terceros Independientes (en adelante, TI).

Lo anterior, en cumplimiento a lo dispuesto en la Ley de Hidrocarburos en el artículo 43, fracciones I, incisos f) y g), y II, inciso b), relativo a la supervisión del cumplimiento de la Regulación Vigente en materia de Reservas por parte los OP y TI que presten servicios de certificación de Reservas de la Nación (en adelante, Regulados), así como de la cuantificación del potencial de hidrocarburos del país, respectivamente.

II. Relación cronológica

La Comisión llevó a cabo el Procedimiento de consolidación de las Reservas de la Nación al 1 de enero de 2023, a través del cual se desarrollaron las actividades de revisión y análisis de los elementos técnicos e información proporcionados en los informes de los Regulados, dicho procedimiento se desarrolló de acuerdo con los plazos establecidos en los Lineamientos que regulan el procedimiento de cuantificación y certificación de Reservas de la Nación (en adelante Lineamientos), los cuales se presentan en la Figura 1.

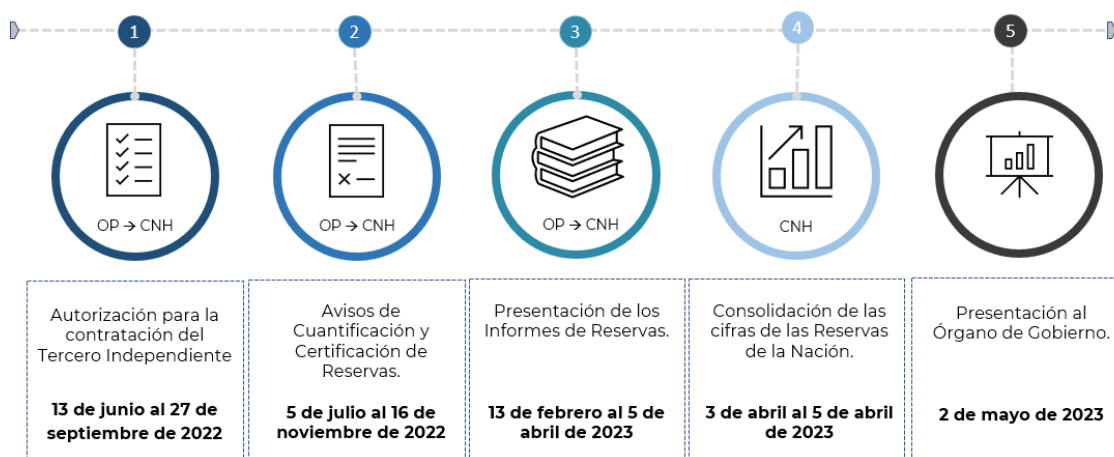


Figura 1. Cronograma general del proceso de cuantificación y certificación de Reservas al 1 de enero de 2023 (Fuente: CNH).

1. Unidad Técnica de Extracción y su Supervisión:

- Dirección General de Reservas.
 - Dirección General de Dictámenes de Extracción.
 - Dirección General de Medición y Comercialización de la Producción.
2. Unidad Técnica de Exploración y su Supervisión:
 - Dirección General de Dictámenes de Exploración.
 3. Unidad de Administración Técnica de Asignaciones y Contratos:
 - Dirección General de Seguimiento de Contratos.
 - Dirección General de Seguimiento de Asignaciones.
 4. Órgano de Gobierno.

III. Proceso general

La Comisión llevó a cabo el proceso de revisión, análisis¹ y consolidación de los reportes de cuantificación y certificación elaborados por los Regulados para obtener las cifras oficiales de las Reservas de la Nación al 1 de enero de 2023. El diagrama que resume el procedimiento general, de acuerdo con la Normativa Vigente Aplicable, se incluye en la Figura 2.

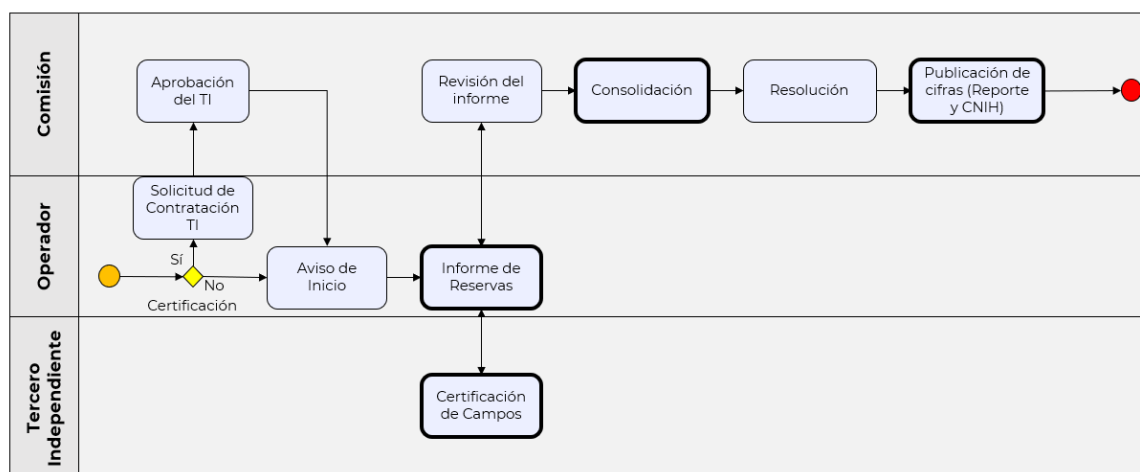


Figura 2. Procedimiento de consolidación de las Reservas de la Nación (Fuente: CNH).

Las principales actividades realizadas por la Comisión son:

1. Revisión de la consistencia técnica y documental de información.

¹ Para el análisis, la Comisión consideró la Normativa Aplicable y la última versión en inglés del Petroleum Resources Management System (PRMS), como indica el Artículo 11 de los Lineamientos.

2. Inspección y análisis de las estimaciones de Reservas de los Regulados.
3. Análisis de los pronósticos de producción, métodos de estimación de Reservas y estrategias de desarrollo.
4. Verificación de los elementos del balance de Reservas.
5. Revisión de las evaluaciones económicas.

III.1 Informes de Reservas

En el Procedimiento de cuantificación y certificación del año 2023 participaron

22 Operadores y ocho empresas certificadoras (Tabla 1), que en conjunto presentaron información para 316 Asignaciones y 27 Contratos. En los cuales, se incluyen 496 Campos con Reservas, dentro de los cuales 382 Certificaron sus Reservas².

Operadores	Campos Consolidados
CMM Calibrador, S.A. de C.V. (CMM)	1
Consortio Petrolero 5M del Golfo S.A.P.I de C.V. (C5M)	2
Diavaz Offshore, S.A.P.I. de C.V. (DOF)	3
DS Servicios Petroleros, S.A. de C.V. (DS)	5
ENI México, S. DE R.L. DE C.V. (ENI)	3
Fieldwood Energy E&P México, S. de R.L. de C.V. (FWE)	2
Grupo Mareógrafo, S.A. de C.V. (GM)	1
GS Oil & Gas, S.A.P.I. de C.V. (GS)	1
Hokchi Energy S.A. de C.V. (HKE)	1
Iberoamericana de Hidrocarburos CQ, Exploración y Producción de México, S.A. de C.V. (IHSA)	6
Jaguar Exploración y Producción 2.3, S.A.P.I. de C.V.(JEP)	1
Operadora de Campos DWF, S.A. de C.V. (DWF)	3
Pantera Exploración y Producción 2.2, S.A.P.I. de C.V. (PAEP)	15
Pemex (PEP) <small>Incluye campos No asignados, con base en quinto transitorio</small>	428
Perenco Mexico, S.A. de C.V. (PER)	3

² Adicionalmente, se incluyen los Campos de las Rondas R01L03 y R02L03.

Operadores	Campos Consolidados
Petrolera Cárdenas Mora, S.A.P.I DE C.V. (PCM)	2
Servicios de Extracción Petrolera Lifting de México, S.A. de C.V. (LIF)	1
Servicios Múltiples de Burgos S.A. de C.V. (SMB)	12
Strata CPB, S.A.P.I. de C.V. (SCPB)	2
Strata CR, S.A.P.I. de C.V. (SCR)	1
Vista Energy Holding II, S.A. de C.V. (VOG)	2
Wintershall Dea México, S. De R.L. De C.V. (DEA)	1

Tabla 1. Relación de Regulados y Campos Consolidados (Fuente: CNH con datos de los Operadores Petroleros).

1 Adicionalmente, se incluyen los Campos de las Rondas R01L03 y R02L03.

III.2 Premisas

La Consolidación de las Reservas de la Nación se realizó con base en lo siguiente:

1. Las Cuencas del Sureste y la de Tampico-Misantla se dividieron en terrestre y marina, considerando la localización de los proyectos de extracción.
2. Los costos por Reservas se calculan para el petróleo crudo equivalente al límite económico de la Categoría 2P de los proyectos, considerando que:
 - i. Los egresos totales reportados, sin incluir la tasa de descuento, se componen de los costos fijos, variables e inversiones.
 - ii. Los costos y erogaciones anteriores se consideran como costos hundidos para este análisis.
 - iii. Los valores estimados por la Comisión pueden no ser coincidentes con los de los Operadores Petroleros.
3. El balance de reservas se realiza considerando que:

$$Reservas_{2023} = Reservas_{2022} - (Producción_{2022}) + DDDR$$

donde DDDR son las variaciones de Reservas por Descubrimientos, Delimitación, Desarrollo y Revisión.

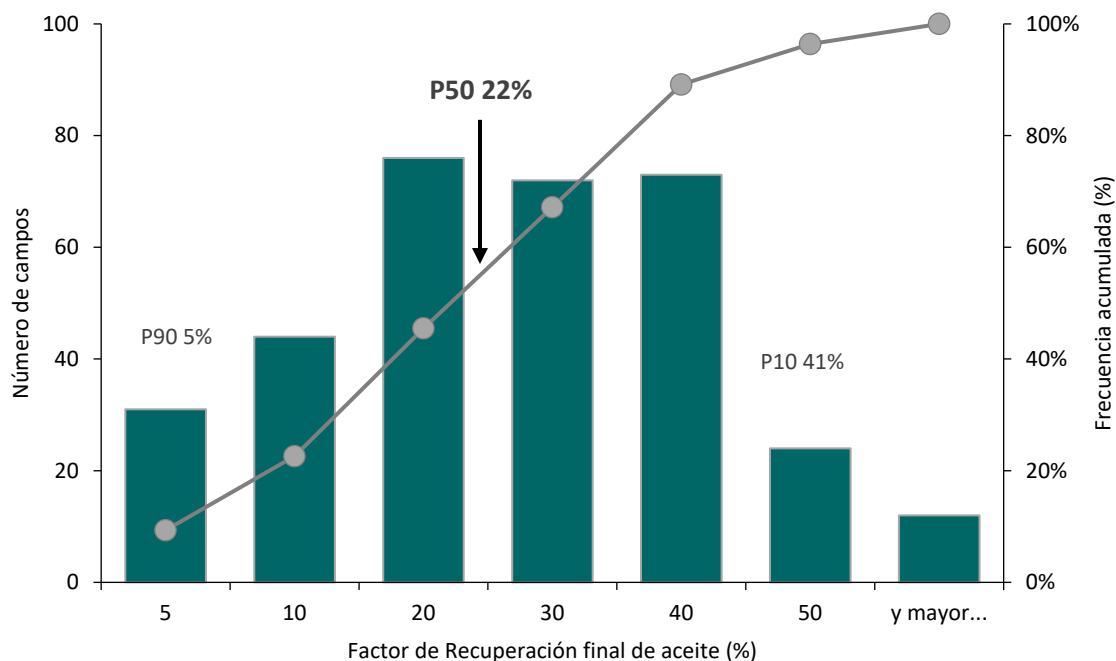
4. Se considera como Plan o Programa Vigente de un Campo el último documento oficial presentado por el Operador, que se encuentre aprobado por la Comisión.

IV. Análisis de los informes

Como parte del cumplimiento a los Lineamientos, la Comisión verificó que las localizaciones, pronósticos y procesos de recuperación de los Campos Consolidados fueran consistentes con los Planes y Programas Vigentes, analizando la evolución de los volúmenes originales y las Reservas, así como las actividades físicas asociadas y los factores de recuperación documentados. A continuación, se presentan los principales resultados de los análisis realizados.

IV.1. Factor de Recuperación

Como parte del seguimiento a los Campos y la evolución de sus Volúmenes Originales y Reservas, se realizó un análisis estadístico del factor de recuperación de los yacimientos con base en el tipo de fluido que producen. Las distribuciones de los factores de recuperación finales esperados, con base en la estimación de los Operadores de las Reservas realizada con corte al 1 de enero de 2023, para yacimientos de aceite, gas y condensado, y gas seco y húmedo se presentan en las Figuras 3 a 5.



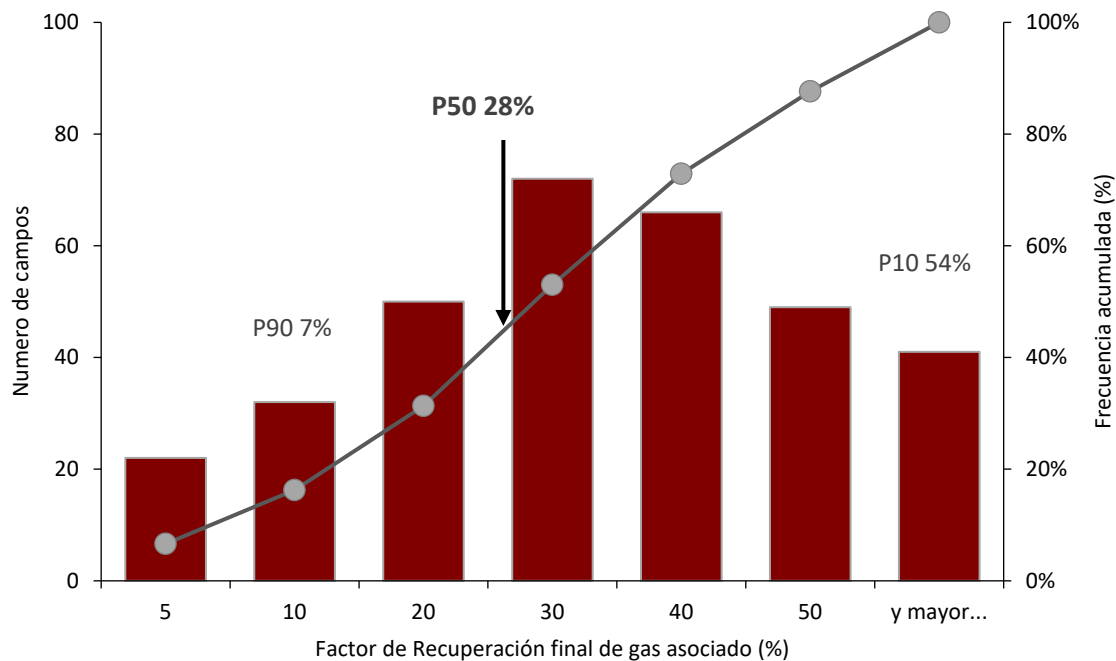
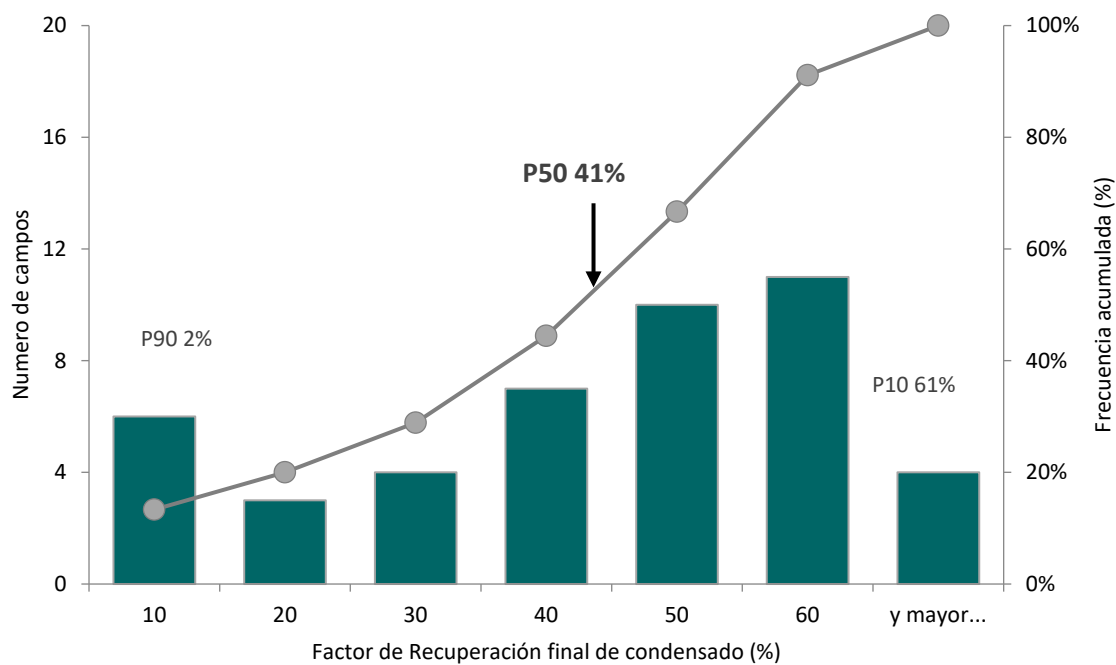


Figura 3. Distribución de los factores de recuperación finales esperados para las Reservas al 1 de enero de 2023 en yacimientos de aceite (Fuente: CNH con información de los Operadores).}



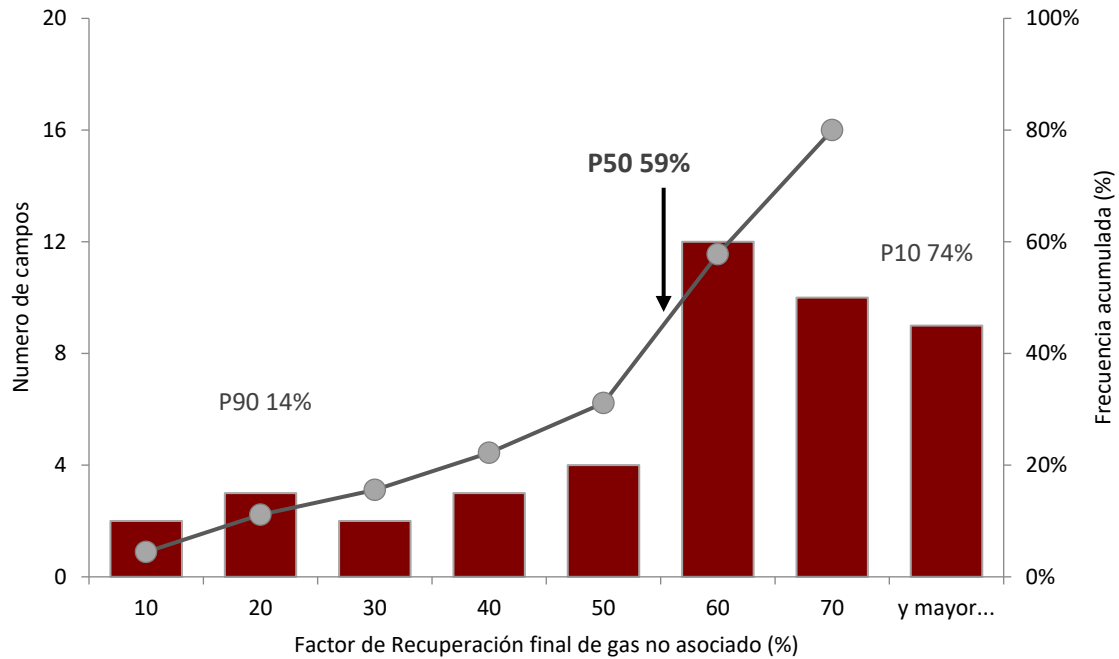


Figura 4. Distribución de los factores de recuperación finales esperados para las Reservas al 1 de enero de 2023 en yacimientos de gas y condensados (Fuente: CNH con información de los Operadores).

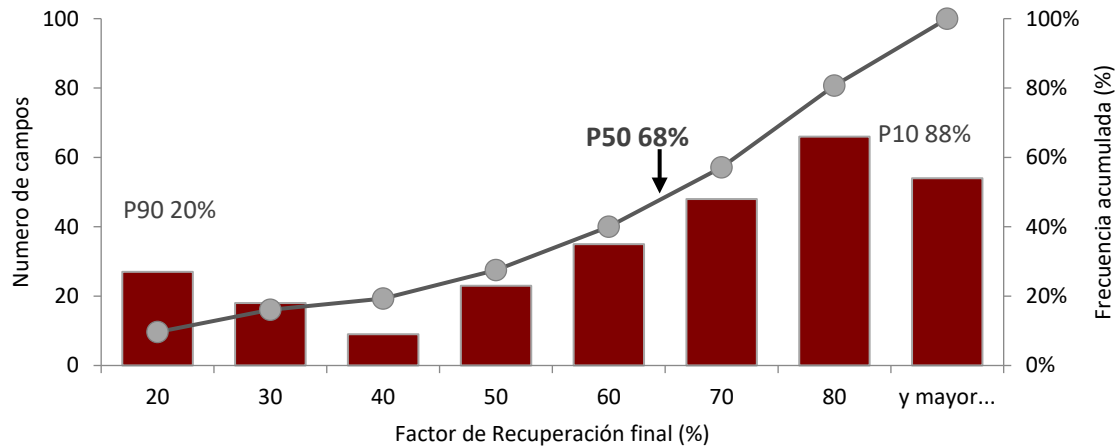


Figura 5. Distribución de los factores de recuperación finales esperados para las Reservas al 1 de enero de 2023 en yacimientos de gas (Fuente: CNH con información de los Operadores).

IV.1.1 Proyectos de Recuperación Secundaria y Mejorada

Como se puede observar en los histogramas anteriores, los Estados Unidos Mexicanos cuentan con una amplia gama de yacimientos, pudiendo encontrar diferentes mecanismos de empuje, tipos de fluidos y características de la formación. Además, es importante señalar que, de los 801 yacimientos con Reservas del país, 742 producen con proyectos que consideran un esquema de extracción primaria, 56³ consideran uno de recuperación secundaria y sólo cuatro documentan proyectos de recuperación mejorada, mismos que se discuten con detalle en la Figura 6. El incremento de los factores de recuperación (FR) en los métodos documentados se presentan en la Tabla 2.

Método	Incremento de FR
Mantenimiento de presión (Recuperación secundaria)	12.0%
Inyección de vapor (Recuperación mejorada)	3.5%
Doble desplazamiento (Recuperación mejorada)	3.0%

Tabla 2. Incremento al Factor de Recuperación por tipo de método de Recuperación Secundaria y Mejorada (Fuente: CNH con datos de los Operadores Petroleros).

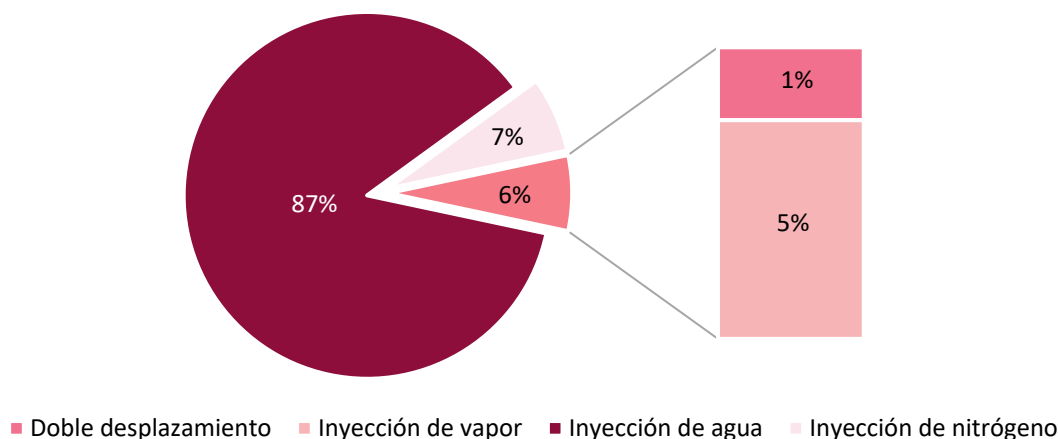


Figura 6. Distribución de los proyectos de Recuperación Secundaria y Mejorada asociado a las Reservas al 1 de enero de 2023 (Fuente: CNH con información de los Operadores).

³ El Campo Akal documenta un proyecto de Recuperación Secundaria y otro de Recuperación Mejorada dentro de la categoría 3P, presentando su separación.

De esta manera, el volumen de reservas relacionado con Proyectos de Recuperación Secundaria y Mejorada en México es de 4,004 [MMb] para el aceite y de 2,987 [MMMpc] para el gas, por lo anterior, en la Figura 7 se presenta la distribución de Reservas de aceite por tipo de proyecto de Recuperación Secundaria y Mejorada.

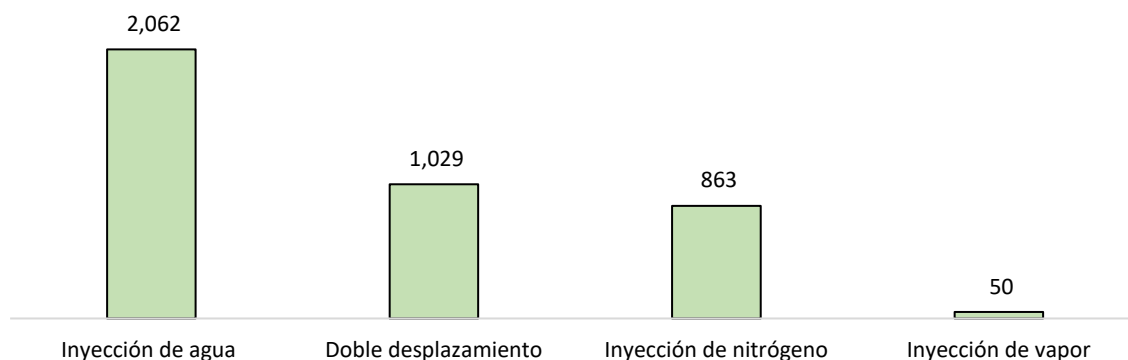


Figura 7. Distribución de Reservas de aceite 3P asociado a los proyectos de Recuperación Secundaria y Mejorada al 1 de enero de 2023 (Fuente: CNH con información de los Operadores).

El método de Recuperación Secundaria y Mejorada que mayor Reserva de aceite aporta en la categoría 3P corresponde a la Inyección de Agua con un total de 52 yacimientos, seguido del proyecto de doble desplazamiento del yacimiento Cretácico del campo Akal, así como cuatro yacimientos con Inyección de Nitrógeno y tres con Inyección de Vapor.

De las reservas totales de aceite asociadas a los métodos de Recuperación Secundaria y Mejorada se identifican 7 proyectos que representan cerca del 65% del total de estas, las cuales se presentan en las Figuras 8 y 9.

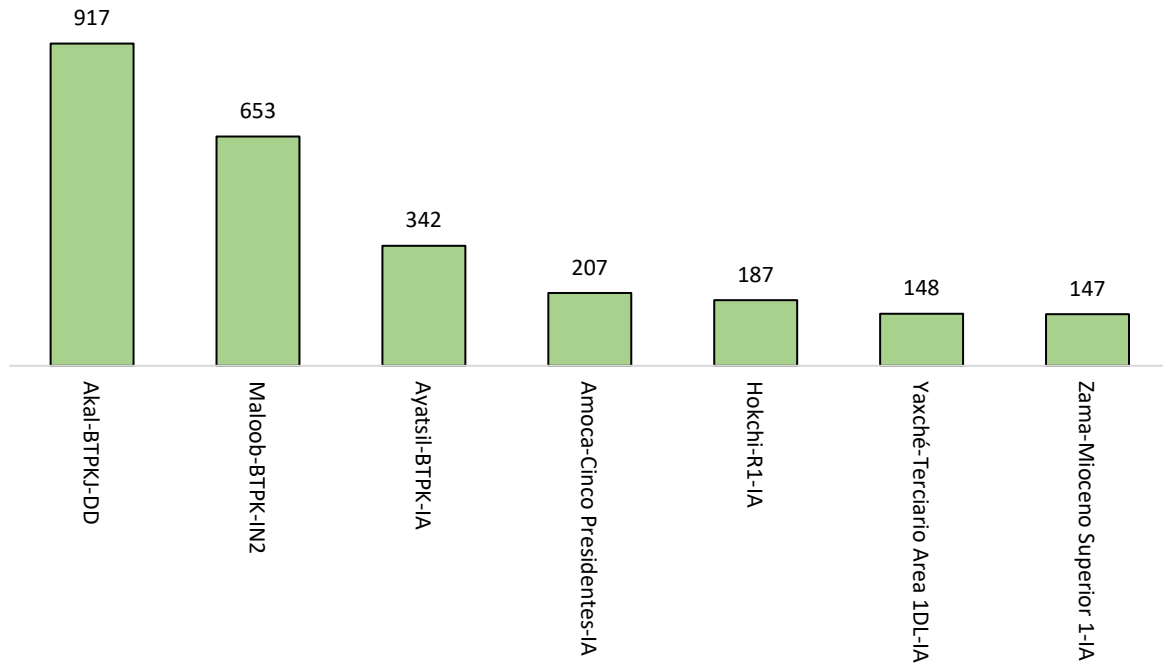


Figura 8. Campos con mayor Reserva de aceite asociada a métodos de Recuperación Secundaria y Mejorada al 1 de enero de 2023 (Fuente: CNH con información de los Operadores).

La distribución de los proyectos de recuperación Secundaria y Mejorada que mayor volumen de aceite aportan al total de las Reservas se encuentran concentrados en aguas someras del Golfo de México, principalmente en el litoral de Tabasco (campos Zama, Hokchi, Yaxché y Amoca, así como en el litoral de Campeche (campos Ayatsil, Maloob y Akal), ver Figura 9.

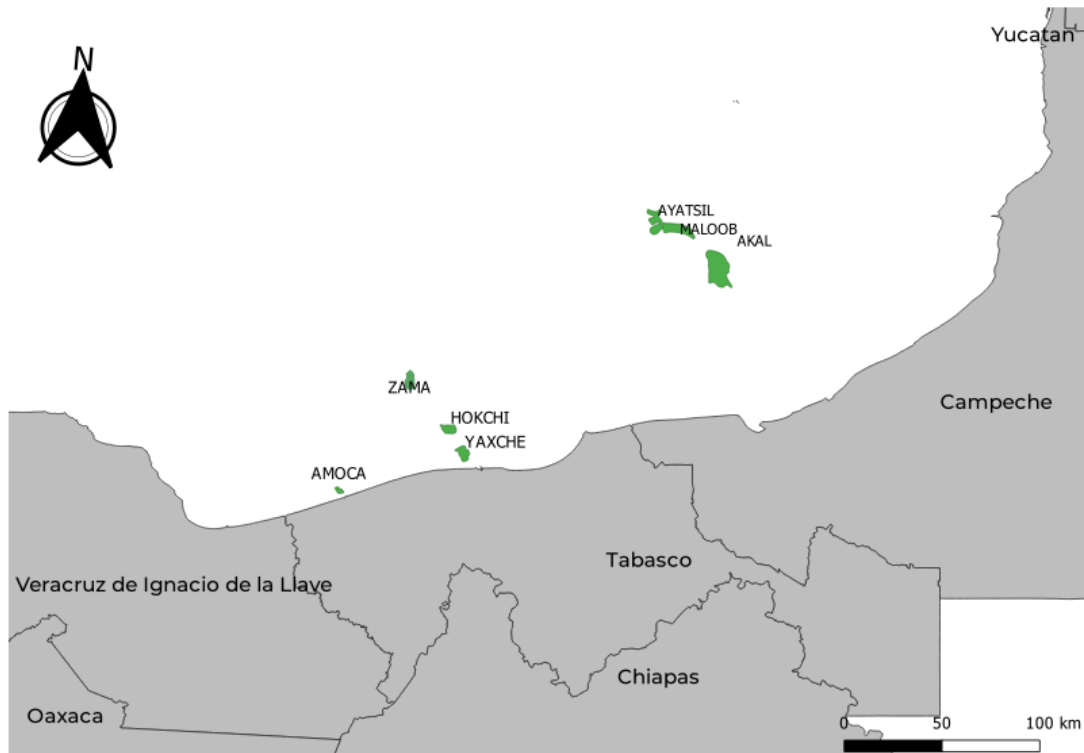


Figura 9. Distribución de campos con mayor Reserva de aceite asociada a métodos de Recuperación Secundaria y Mejorada al 1 de enero de 2023 (Fuente: CNH con información de los Operadores).

IV.1.2 Seguimiento a la evolución del Factor de Recuperación

Para dar seguimiento y analizar las oportunidades de restitución que posee el país, se realizó un análisis del Factor de recuperación actual de los yacimientos respecto del incremento esperado mediante los proyectos documentados en el Procedimiento Anual de Reservas (todo en términos de petróleo crudo equivalente).

Se observa que en el país existen diversas oportunidades en yacimientos con bajo factor de recuperación para mantener o incrementar la producción nacional, que podrían consolidarse o acelerarse mediante la implementación de estrategias que permitan incrementar la inversión, por ejemplo, mediante Contratos Integrales Exploración y Producción, de Obra Pública Financiada o con la flexibilización de las figuras legales asociadas, en Campos en condiciones de resguardo, que no han sido Asignados, o que, por sus condiciones, aplazan su desarrollo al priorizar la extracción en diferentes proyectos.

IV.2. Precios de venta y costos de producción

El precio de venta de los hidrocarburos depende de aspectos técnicos y económicos tales como las condiciones del mercado, la composición o las condiciones locales de transporte y comercialización. En ese contexto, los precios promedio de venta considerados por los Operadores para el gas, aceite y condensado se presentan en la Figura 10, reflejando que, tanto para el gas como para el aceite, el precio depende principalmente de la composición de los hidrocarburos producidos, mientras que, en el caso de los condensados, otros elementos asociados a las condiciones de comercialización y transporte afectan el precio de venta.

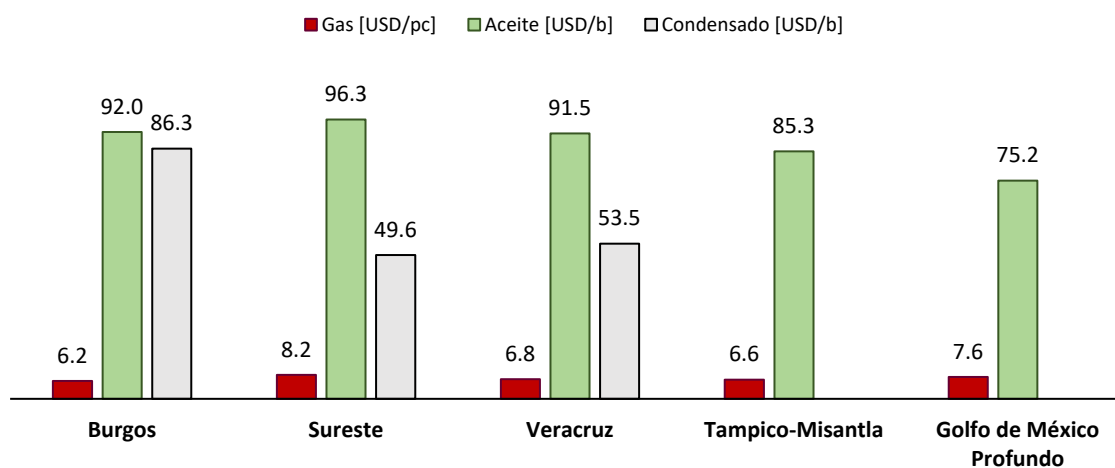


Figura 10. Precios promedio de venta para cada producto por región del país (Fuente: CNH con información de los Operadores Petroleros).

Por su parte, los costos de producción por unidad de barril de petróleo crudo equivalente, calculado al Límite Contractual de la Categoría 2P de cada proyecto, se presentan para cada cuenca en la Figura 11. Estos reflejan los retos técnicos asociados a la extracción, desarrollo y abandono de los Campos. En general, puede observarse que los proyectos marinos son lo que generan la mayor cantidad de egresos por cada barril extraído. Asimismo, se resalta la complejidad del desarrollo de los yacimientos de la Cuenca Tampico-Misantla, tanto en términos de sus fluidos como de las formaciones productoras, lo que se refleja en un costo elevado respecto de otros proyectos en Tierra.

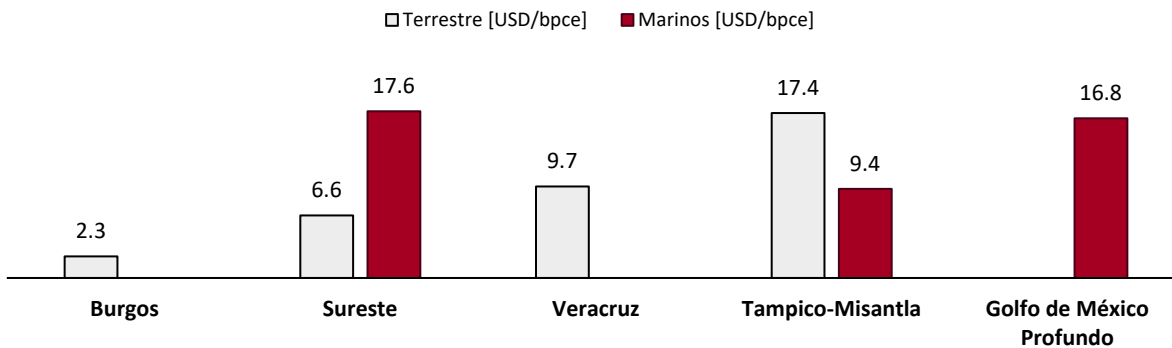


Figura 11. Costo por Reservas promedio, en dólares por cada millón de barriles de petróleo crudo equivalente, para los proyectos terrestres y marinos de México (Fuente: CNH con información de los Operadores Petroleros).

Con respecto a los campos con mayor Reserva de Petróleo Crudo Equivalente y su relación de Egresos-Reserva se identificaron a los campos Ixachi, Ayatsil, Quesqui, Ichalkil, Maloob, Zama, Kayab, Pit, Yaxché y Tekel los cuales requieren una menor erogación por cada Barril de Petróleo Crudo Equivalente cuantificado, lo anterior para la categoría 2P. En la siguiente Figura se presentan los campos con Reserva de Petróleo Crudo Equivalente por arriba de los 200 MMB y se presenta el rango con las mejoras relaciones Egresos-Reserva teniendo como límite un valor de 18.1 dls/barril, el cual fue tomado del promedio aritmético de la totalidad de las estimaciones económicas por campo en la categoría 2P y al límite económico cuantificado en el año 2023.

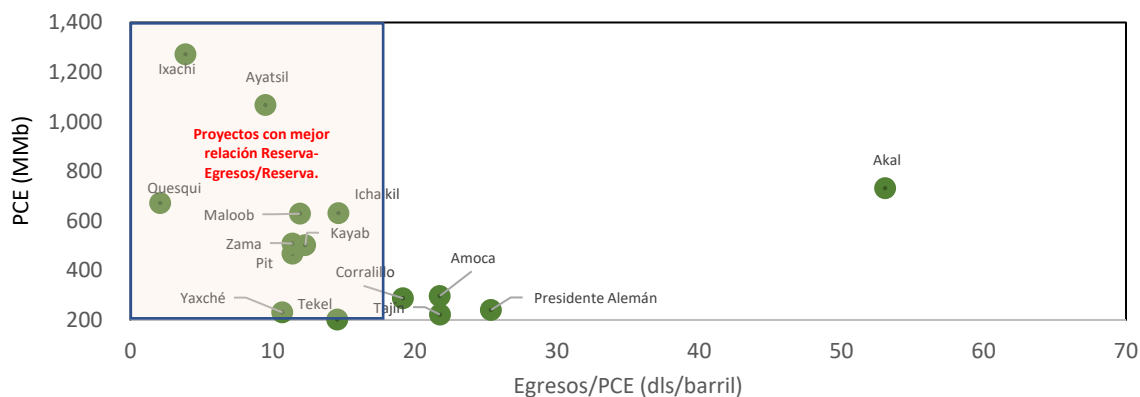


Figura 12. Campos con mayor relación Reserva y Egresos-Reserva de PCE en la categoría 2P al límite económico. (Fuente: CNH con información de los Operadores Petroleros).

En términos generales, se observa que la utilidad bruta promedio⁴ de los proyectos terrestres es del 65%, mientras la de los marinos es del 42%. Asimismo, la eficiencia de las inversiones proyectadas

⁴ Referido a:

antes de impuestos (VPN/VPI) es de 16 unidades de rentabilidad por cada unidad monetaria invertida para los proyectos terrestres y de 12 para los marinos. Respecto de los nuevos descubrimientos, el costo por barril de petróleo crudo equivalente es de 16.7 USD para los campos marinos y 13.4 USD para los terrestres, lo que implica una utilidad bruta promedio del 81% y 83%, respectivamente.

Finalmente, se observaron las cantidades consideradas para el aprovechamiento de gas⁵ y los productos obtenidos de las reservas. De esta manera, se realizó un análisis de las relaciones de reservas de gas (Rp) y reservas de gas aprovechado (Rv) en cada Campo, normalizando sus valores para facilitar su comparación^{6,7}. Los resultados se presentan las Figuras 13 y 14.

$$\text{Relación de utilidad bruta} = \frac{\text{precio de venta [USD/bpce]} - \text{Costo por Reservas [USD/bpce]}}{\text{precio de venta [USD/bpce]}} \times 100$$

⁵ Los valores presentados por los Operadores Petroleros son indicativos, más no representan en su totalidad el Aprovechamiento de Gas reportado para los Campos Productores.

⁶ Los parámetros adimensionales utilizados para el análisis se definen como:

$$R_p = \frac{\text{Reservas de gas}}{\text{Volumen Original} - \text{Volumen producido}}, \quad R_v = \frac{\text{Reservas de gas a venta} + \text{Gas autoconsumo} + \text{Gas reinyección}}{\text{Volumen Original} - \text{Volumen producido}}.$$

⁷ Se dividieron los proyectos por los fluidos de sus campos y, para PEMEX Exploración y Producción (PEP), se clasificaron por su notación administrativa.

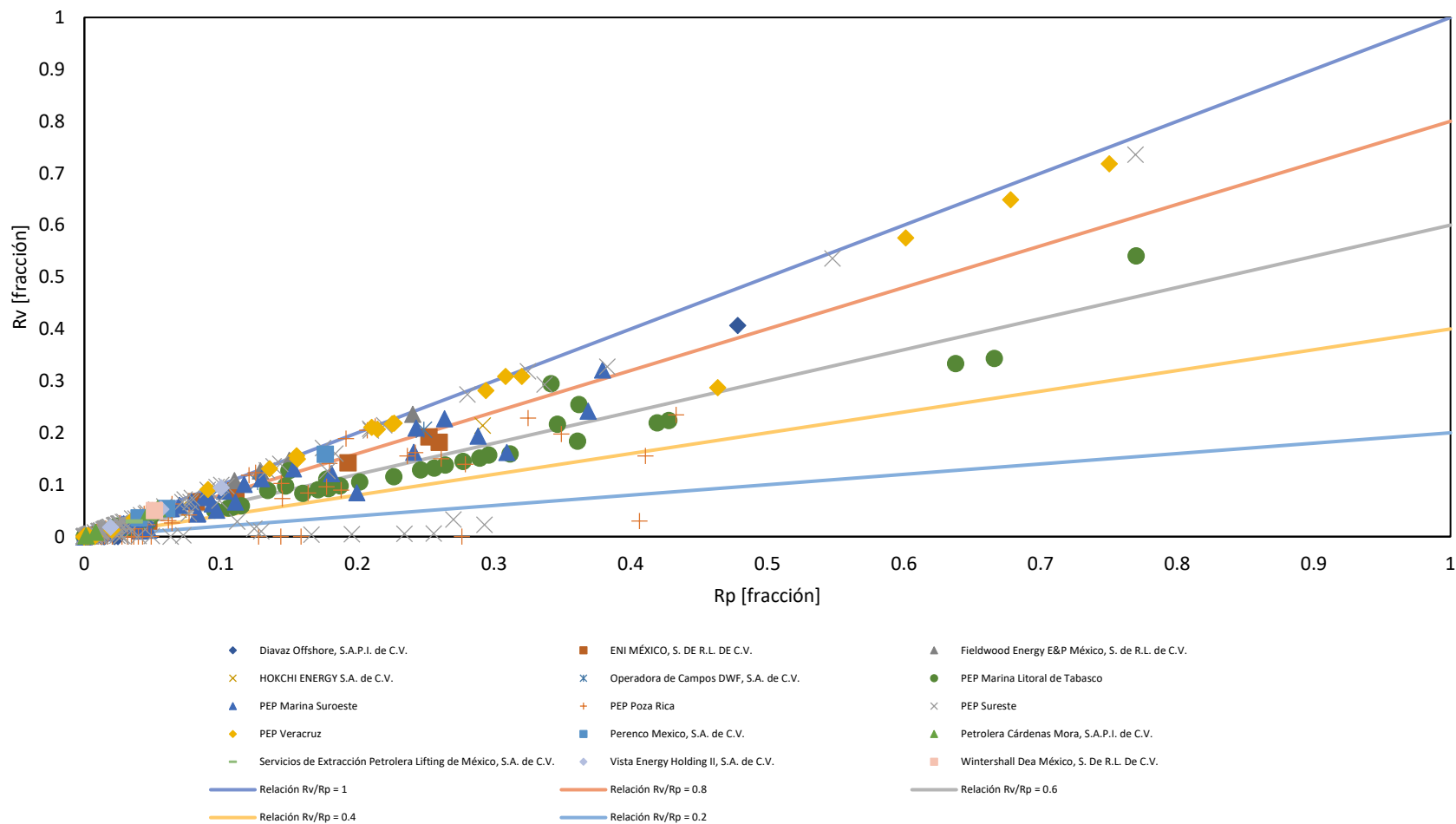


Figura 13. Relación de gas a venta y consumido dentro de la Categoría 1P en los Campos con producción de aceite, respecto del considerado en los volúmenes de Reservas al 1 de enero de 2023 (Fuente: CNH con información de los Operadores Petroleros).

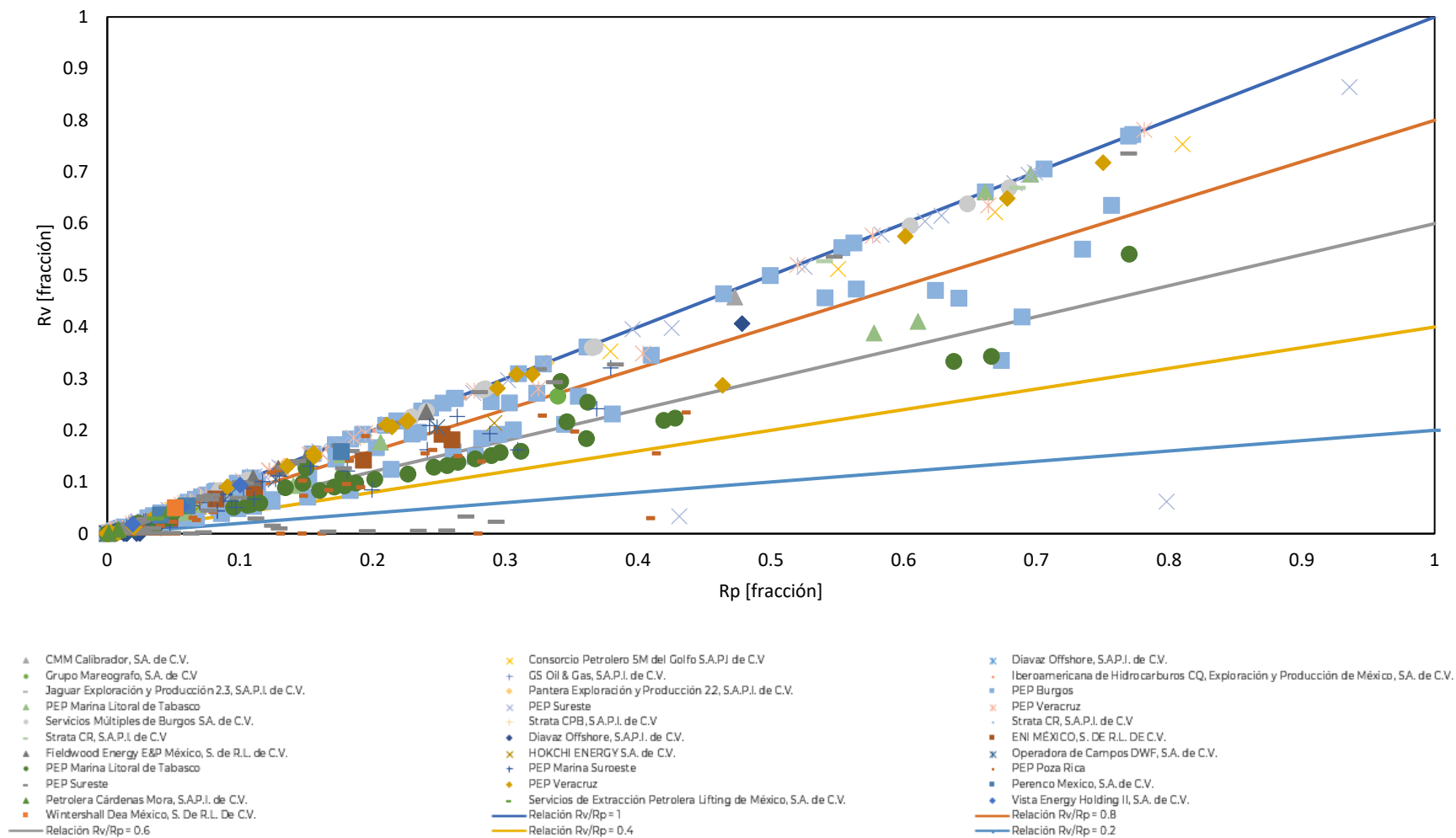


Figura 14. Relación de gas a venta y consumido dentro de la Categoría 1P en los Campos con producción de gas, respecto del considerado en los volúmenes de Reservas al 1 de enero de 2023 (Fuente: CNH con información de los Operadores Petroleros).

IV.3. Reclasificación de Reservas y sujetas a revisión

En apego a lo establecido en los artículos 5 y 11 de los Lineamientos, existen campos que fueron incluidos dentro de la Consolidación dado que se tiene un pronunciamiento favorable respecto del informe de evaluación o programas, de conformidad con el Artículo 5 de los Lineamientos. Las Reservas de estos Campos se mantendrán en Revisión por parte de la Comisión como parte de la Supervisión al Cumplimiento de los Lineamientos⁸.

Finalmente, es importante señalar que los proyectos que se indican en la Tabla 3 se mantendrán en revisión por parte de esta Comisión conforme a los elementos técnicos señalados.

Campo					
Diferencias entre TI y OP					
Ahuatepec	Cacahuatengo	Hokchi	Terra	Quesqui	Tetl
Amatitlán	Cárdenas	Horcones	May	Sinán	Tlacolula
Aragón	Coyol	Ichalkil	Miquetla	Sitio	Tum
Arenque	Cuervito	Itta	Niquita	Soledad	Tupilco Profundo
Ayatsil	Eltreinta	Ixtal	Palo Blanco	Suuk	Xanab
Bagre	Etkal	Ixtoc	Pastoría	Teca	Xikin
Batab	Furbero	Koban	Pokche-NE	Tecoalli	Xux
Batsil	Gallo	Lum	Presidente Alemán		-
Variaciones respecto del Plan					
Bellota	Castarrical	Tupilco	Cinco Presidentes	-	-
Aspectos técnicos relacionados con la aplicación del PRMS					
Chocol	Chamak	Chucox NW	Tlamatini	Tekuani	Tlakati
Tlalkivak	Tum	Xolotl		-	-

Tabla 3. Campos sujetos a revisión con diferencias entre el TI y OP mayores a 20 MMbpce (Fuente: CNH con datos de los Operadores Petroleros).

⁸ Lo anterior se realiza sin menoscabo ni limitación al derecho que tiene cada Operador Petrolero de actualizar las condiciones de producción que existen en los Campos, conforme a los derechos de Extracción con los que cuentan y lo dispuesto en la Normativa Vigente aplicable.

V. Consolidación de las Reservas de la Nación

Las cifras consolidadas al 1 enero de 2023 para las Reservas 1P, 2P y 3P de los productos aceite, gas, condensado y Petróleo Crudo Equivalente (PCE) se muestra en la Tabla 4; mientras que en la Tabla 5 se incluyen la proporción de las Reservas asociadas a los diferentes tipos de Áreas de Extracción.

Categoría	Aceite*	Gas	PCE
	MMb	MMMpc	MMb
Total 1P	6,154.6	11,028.8	8,162.4
Total 2P	11,515.0	20,565.4	15,137.6
Total 3P	17,515.5	31,558.2	23,080.8

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

**Incluye el condensado que se obtiene a boca de pozo, de los yacimientos de gas y condensado.*

Tabla 4. Reservas de Hidrocarburos de la Nación al 1 de enero de 2023 (Fuente: CNH con datos de los Operadores Petroleros).

Categoría	Reservas 1P (%)			Reservas 2P (%)			Reservas 3P (%)		
	Aceite	Gas	PCE	Aceite	Gas	PCE	Aceite	Gas	PCE
Asignaciones	84.7	89.6	85.5	76.5	85.4	78.2	76.6	84.0	78.1
Licencia	1.4	2.7	1.7	1.4	2.8	1.8	1.4	2.6	1.7
Producción compartida	13.4	5.3	11.6	18.3	6.8	15.7	15.7	6.1	13.5
No Asignado	0.5	2.4	1.1	3.9	5.0	4.3	6.3	7.2	6.7

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

Tabla 5. Distribución de las Reservas Nacionales al 1 de enero de 2023 (Fuente: CNH con datos de los Operadores Petroleros).

V.1 Balance de Reservas

Los elementos del Balance de Reservas se refieren a volúmenes relacionados con:

- Descubrimiento: Incorporación de Nuevos Yacimientos que cumplen con los criterios de comercialidad para ser clasificados como Reservas.
- Delimitación: Establecimiento o ajuste de los límites de un yacimiento.
- Desarrollo: Cambios por actividades relacionadas con la perforación, terminación y reparaciones de pozos de desarrollo.
- Revisión: Variaciones por el análisis de información geológica, geofísica, operativa, del comportamiento de los yacimientos, así como de la modificación en los precios de los Hidrocarburos y costos de extracción.
- Producción del Periodo⁹: Volumen producido en el Año de Evaluación.

Los valores de estos rubros para el presente ejercicio se presentan en las Figuras 15 a 17, en millones de barriles de petróleo crudo equivalente (MMbpce).

⁹ La producción del periodo se contabiliza en 913 MMBPCE.



Figura 15. Balance de Reservas 1P al 1 de enero de 2023, en millones de barriles de petróleo crudo equivalente (Fuente: CNH con datos de los Operadores Petroleros).

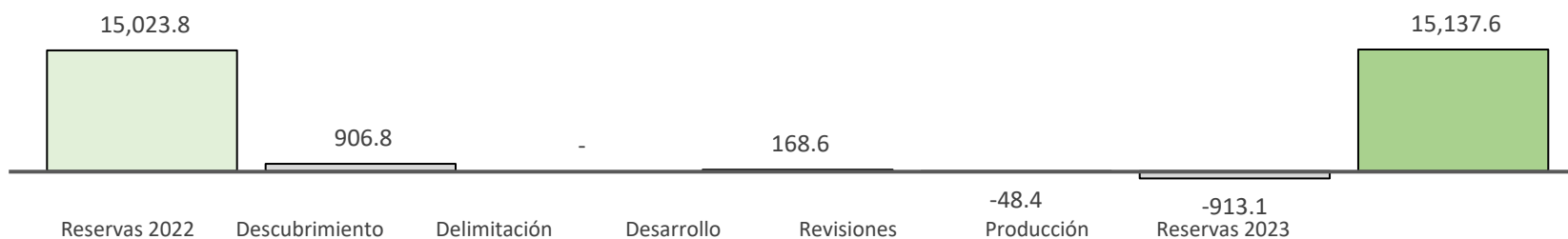


Figura 16. Balance de Reservas 2P al 1 de enero de 2023, en millones de barriles de petróleo crudo equivalente (Fuente: CNH con datos de los Operadores Petroleros).

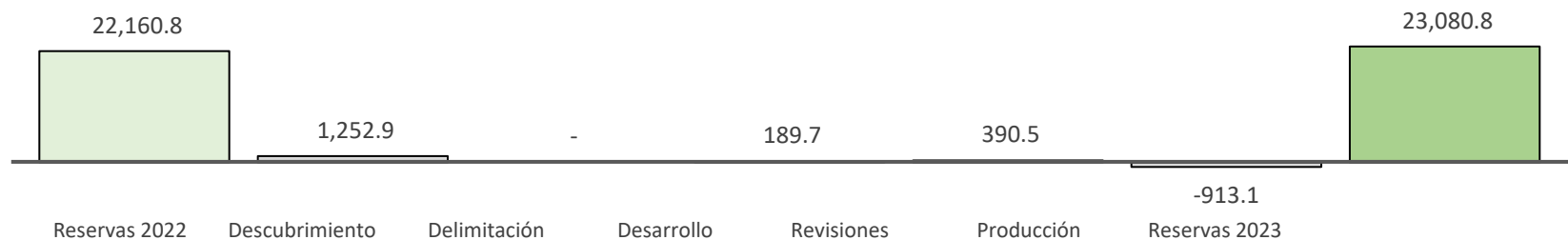


Figura 17. Balance de Reservas 3P al 1 de enero de 2023, en millones de barriles de petróleo crudo equivalente (Fuente: CNH con datos de los Operadores Petroleros).

Los motivos principales con los que se explican estos cambios son:

- 1) La incorporación de Reservas como Descubrimiento Comercial del campo Zama con 508.24 (MMbpce) en la categoría 2P y de 705.21 (MMbpce) en la categoría 3P.
- 2) La incorporación de Reservas como Descubrimiento Comercial del campo Tupilco Profundo con 154.20 (MMbpce) en la categoría 1P ,193.32 (MMbpce) en la categoría 2P y de 209.93 (MMbpce) en la categoría 3P.
- 3) Las Reservas 3P de los siguientes Campos incrementaron por motivo de Revisiones:
 - 86.72 (MMbpce) en el campo Ixachi
 - 90.16 (MMbpce) en el campo Yaxché
 - 98.11 (MMbpce) en el campo Quesqui
 - 180.59 (MMbpce) en el campo Nobilis
 - 190.34 (MMbpce) en el campo Doctus
 - 192.72 (MMbpce) en el campo Maximino
- 4) Se redujeron las Reservas 3P de los Campos Akal (106.53 MMbpce) y Suuk (199.65 MMbpce) por motivo de Revisiones.
- 5) Asimismo, se presentó una reducción importante en las Reservas de Petróleo Crudo Equivalente del campo Akal en la categoría 2P del orden de 473.34 [MMbpce] debido a la actualización de la estrategia de explotación por la reducción de la ventana de aceite.

V.2 Evolución histórica de las Reservas de Hidrocarburos en la Nación

La evolución histórica de las Reservas de Hidrocarburos en la Nación se presenta en las Figuras 18 a 20. Se observa que el agotamiento de las reservas del país ha mantenido una declinación menos pronunciada, tendiente a lograr la restitución total de las Reservas de Hidrocarburos en los últimos tres años, lo que principalmente es resultado de las actividades exploratorias y de evaluación, así como de la optimización en las estrategias de producción.

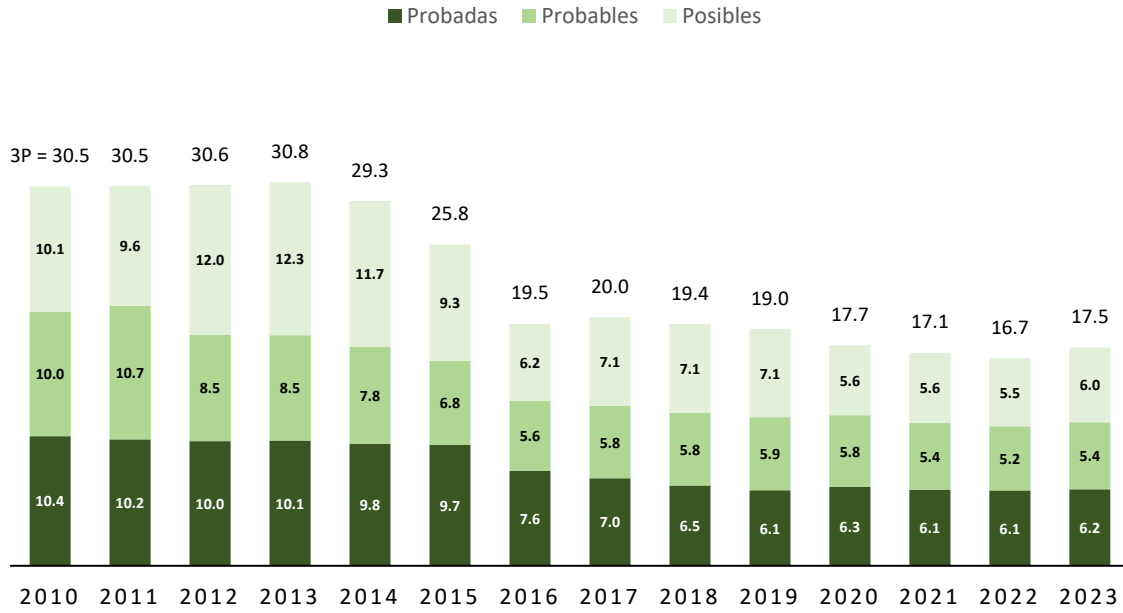


Figura 18. Evolución Histórica de Reservas de aceite al 1 de enero de 2023, en Miles de Millones de barriles (Fuente: CNH con datos de los Operadores Petroleros).

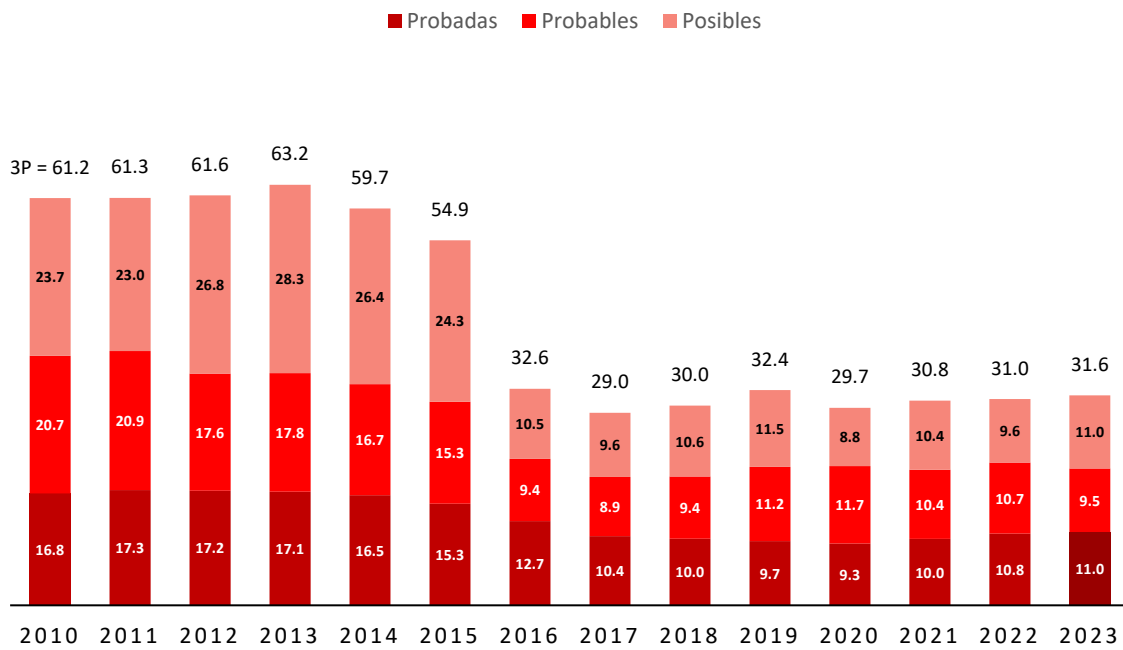


Figura 19. Evolución Histórica de Reservas de gas al 1 de enero de 2023, en Billones de pies cúbicos (Fuente: CNH con datos de los Operadores Petroleros).

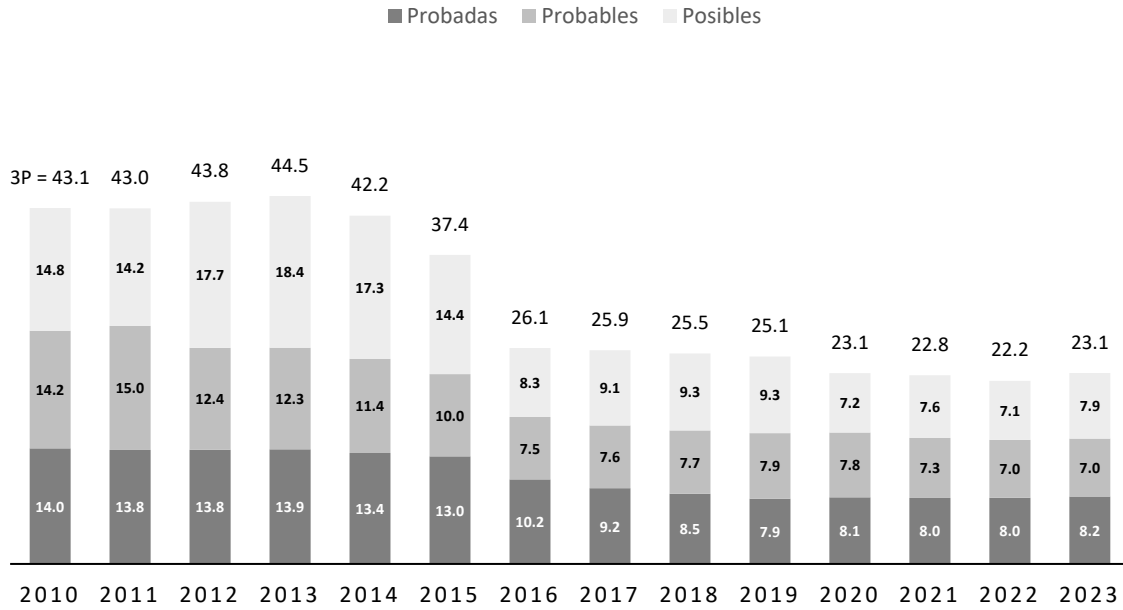


Figura 20. Evolución Histórica de Reservas de petróleo crudo equivalente al 1 de enero de 2023, en miles de millones de barriles (Fuente: CNH con datos de los Operadores Petroleros).

V.3 Pronósticos de producción

Los pronósticos de las reservas de aceite y gas se muestran en el periodo 2023 a 2040 en las Figuras 21 y 22, respectivamente.

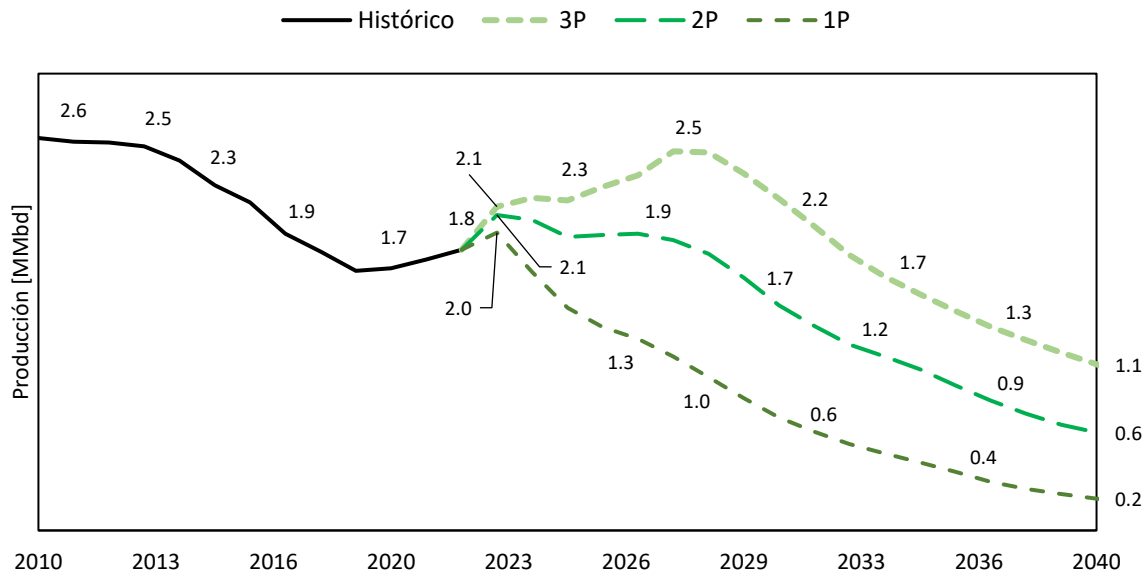


Figura 21. Pronóstico de producción de aceite para las categorías de reservas 1P, 2P y 3P al Límite Económico (Fuente: CNH con información de los Operadores Petroleros).

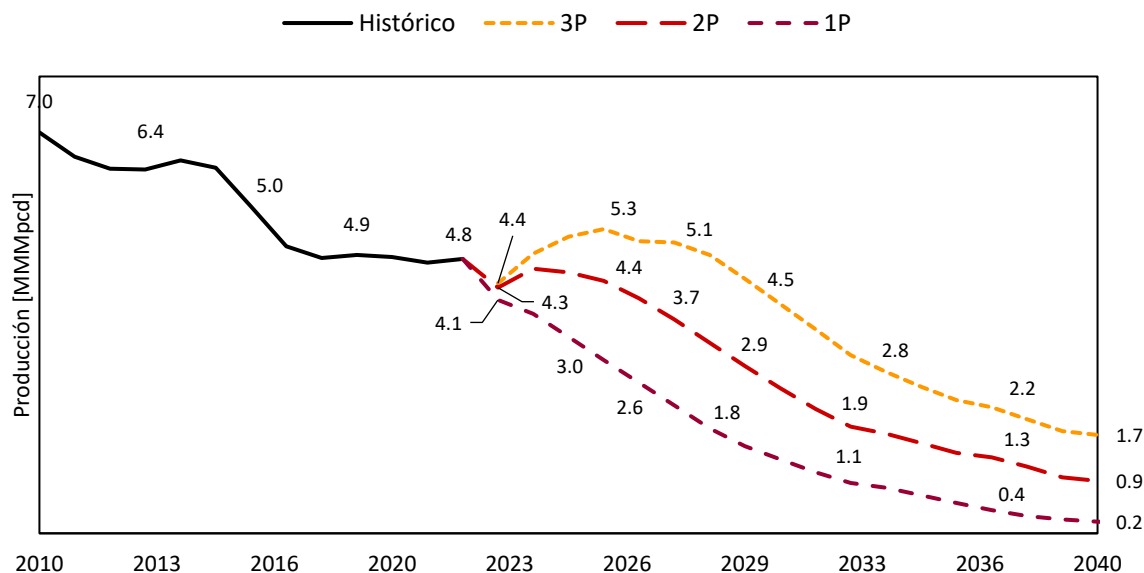


Figura 22. Pronóstico de producción de gas para las categorías de reservas 1P, 2P y 3P al Límite Económico (Fuente: CNH con información de los Operadores Petroleros).

V.4 Distribución de las Reservas por Operador Petrolero

Los volúmenes de Reservas por barril de petróleo crudo equivalente que se asocian a cada Operador Petrolero¹⁰, al Límite Contractual¹¹, se indican en la Tabla 6, incluyendo sus porcentajes de participación en cada categoría de Reservas la Figuras 23 a 25.

Operador Petrolero	MMbpce		
	1P	2P	3P
Pemex	7,275.8	12,719.41	19,243.3
Fieldwood Energy E&P México, S. de R.L. de C.V.	201.0	681.9	948.3
ENI México, S. DE R.L. DE C.V.	102.3	396.5	614.0
Operadora de Campos DWF, S.A. de C.V.	62.0	146.5	229.2
Hokchi Energy S.A. de C.V.	118.8	177.8	204.4
Perenco Mexico, S.A. de C.V.	52.5	126.3	139.8
DS Servicios Petroleros, S.A. de C.V.	103.9	115.1	117.8
Petrolera Cárdenas Mora, S.A.P.I DE C.V.	64.3	68.9	72.9
Wintershall Dea México, S. De R.L. De C.V.	31.1	40.4	50.2
Servicios Múltiples de Burgos S.A. de C.V.	15.2	27.3	44.0

¹⁰ No se consideran los volúmenes de los Campos No Asignados.

¹¹ Conforme a lo que se establece en el Artículo 15 de los Lineamientos para los OP.

Operador Petrolero	MMbpce		
	1P	2P	3P
Vista Energy Holding II, S.A. de C.V.	9.5	16.1	19.0
Pantera Exploración y Producción 2.2, S.A.P.I. de C.V.	3.7	10.7	17.3
Diavaz Offshore, S.A.P.I. de C.V.	4.4	10.1	15.1
Iberoamericana de Hidrocarburos CQ, Exploración y Producción de México, S.A. de C.V.	5.9	10.5	14.0
Servicios de Extracción Petrolera Lifting de México, S.A. de C.V.	6.2	10.3	12.4
Strata CPB, S.A.P.I. de C.V	1.4	4.6	7.0
Consortio Petrolero 5M del Golfo S.A.P.I de C.V.	6.4	6.4	6.4
CMM Calibrador, S.A. de C.V.	0.6	2.4	4.6
Strata CR, S.A.P.I. de C.V	0.8	1.9	3.1
GS Oil & Gas, S.A.P.I. de C.V.	0.8	2.5	2.7
Grupo Mareografo, S.A. de C.V.	0.9	2.0	2.4
Jaguar Exploración y Producción 2.3, S.A.P.I. de C.V.	0.1	0.1	0.1
Total	8,067.6	14,577.7	21,768.0

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

Tabla 6. Distribución de las Reservas por Operador Petrolero, valores al Límite definido en los Contratos y Asignaciones (Fuente: CNH con datos de los Operadores Petroleros).

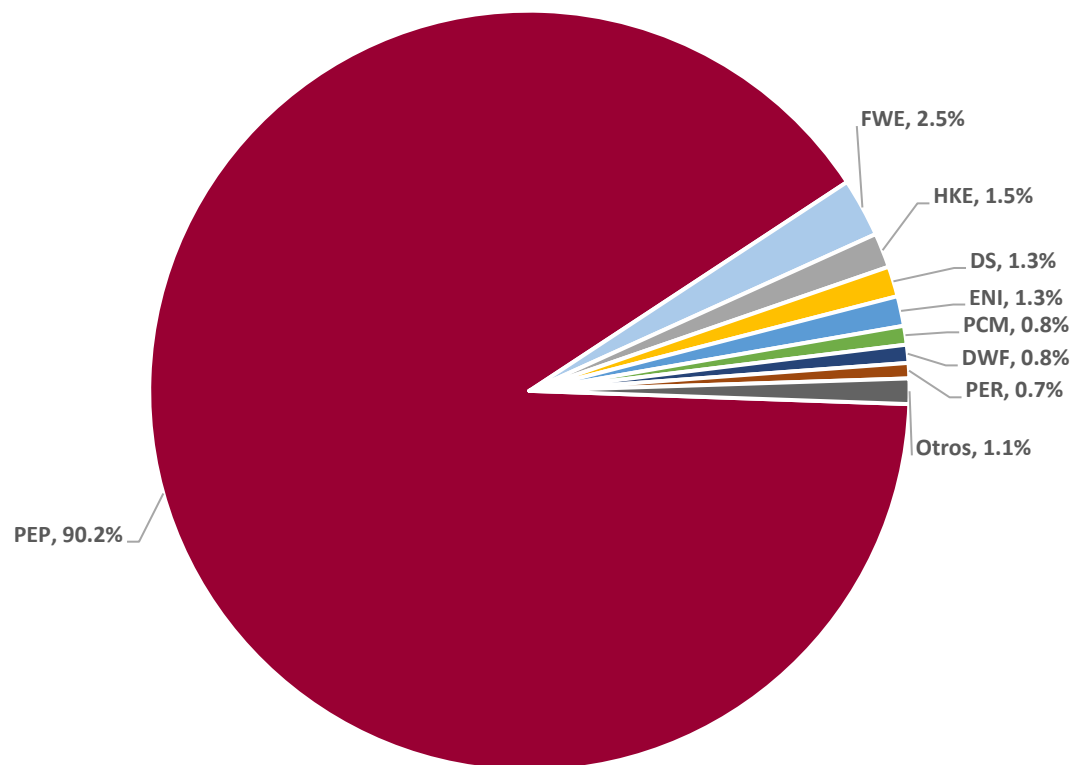


Figura 23. Porcentaje de distribución de las reservas 1P por Operador Petrolero al Límite definido en los Contratos y Asignaciones (Fuente: CNH con información de los Operadores Petroleros).

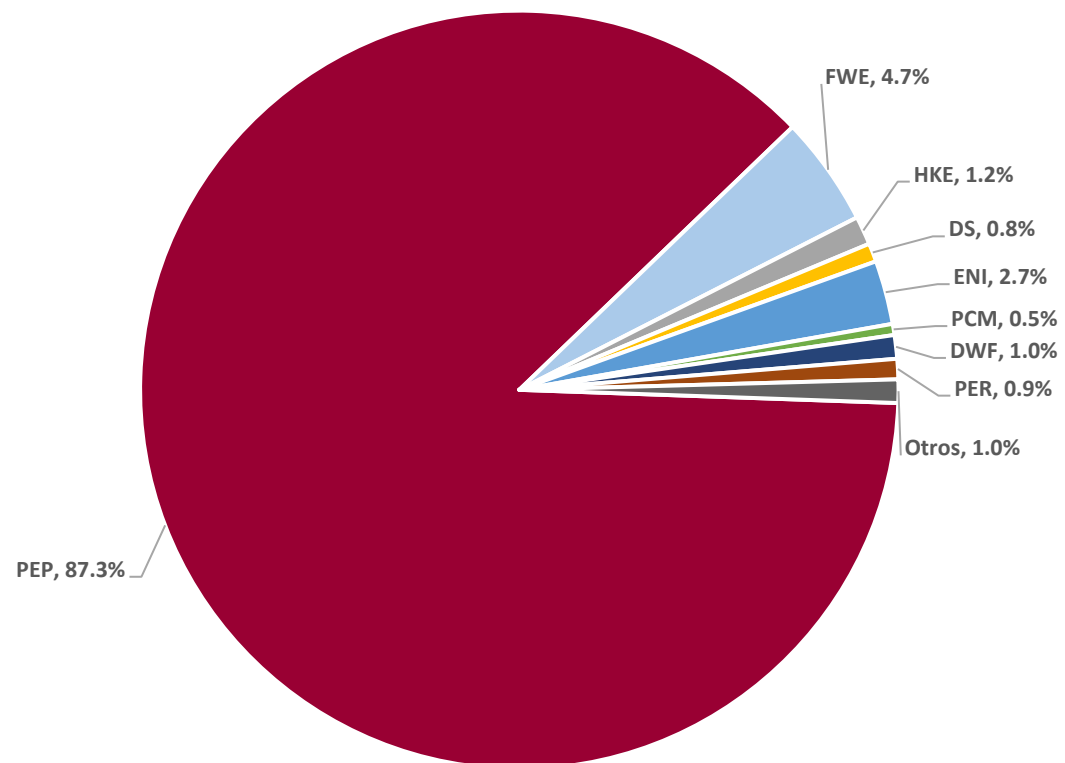


Figura 24. Porcentaje de distribución de las reservas 2P por Operador Petrolero al Límite definido en los Contratos y Asignaciones (Fuente: CNH con información de los Operadores Petroleros).

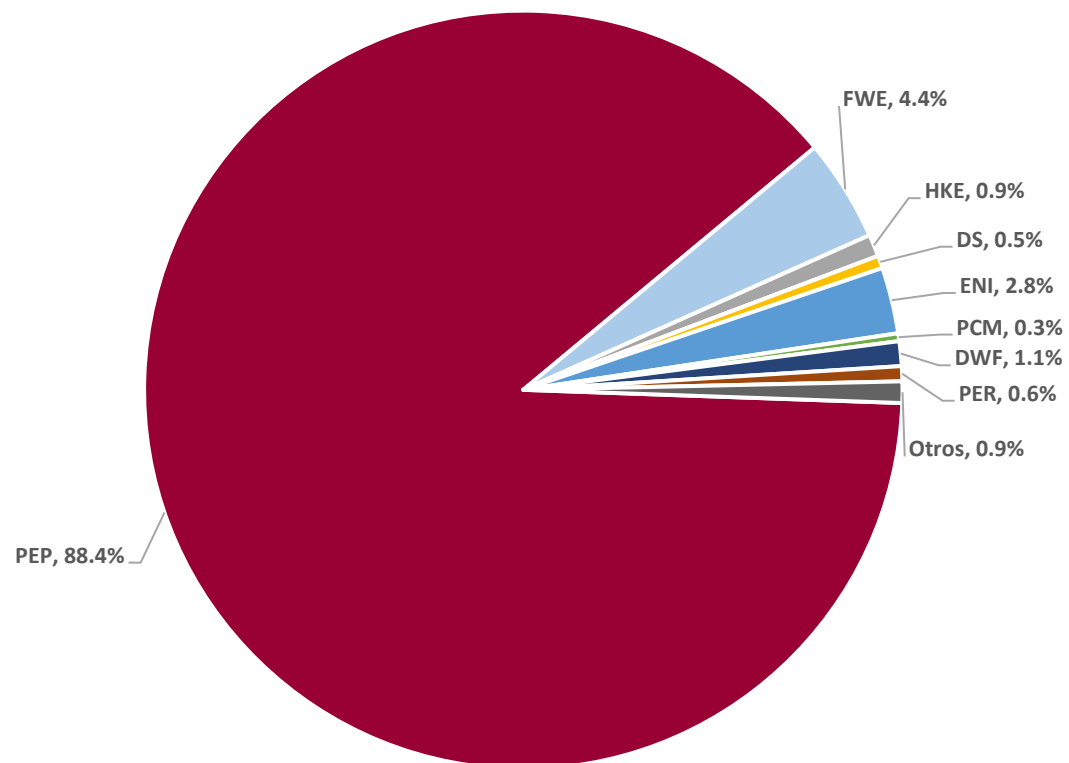


Figura 25. Porcentaje de distribución de las reservas 3P por Operador Petrolero (Fuente: CNH con información de los Operadores Petroleros).

V.5 Distribución de las Reservas por Cuenca Petrolera

El porcentaje de las Reservas al Limite Económico para cada Cuenca Petrolera se presenta en la Tabla 7.

Cuenca	Aceite [%]			Gas natural [%]			PCE [%]		
	1P	2P	3P	1P	2P	3P	1P	2P	3P
Burgos	0.06	0.06	0.04	8.20	9.18	7.82	1.93	2.17	1.86
Golfo de México Profundo	0.00	0.00	2.11	5.30	4.14	5.59	1.26	0.99	3.09
Sabinas	0.00	0.00	0.00	0.07	0.08	0.07	0.02	0.02	0.01
Sureste terrestre	14.76	9.68	7.84	29.03	17.84	14.47	19.29	12.40	10.03
Sureste marino	67.56	64.56	62.52	27.55	25.19	24.50	57.06	54.76	52.96
Tampico-Misantla terrestre	12.74	20.54	22.46	10.19	22.21	25.63	11.44	19.91	22.24
Tampico-Misantla marino	0.60	0.66	0.45	1.09	1.03	1.19	0.70	0.72	0.56
Veracruz	4.27	4.51	4.57	18.57	20.33	20.74	8.31	9.05	9.24

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

Tabla 7. Porcentaje de las Reservas al Limite Económico para cada Cuenca Petrolera (Fuente: CNH con información de los Operadores Petroleros).

V.6 Distribución de las Reservas por Entidad Federativa

La Tabla 8 muestra la distribución de las Reservas para cada producto consolidado y por categoría 1P, 2P y 3P, que a su vez se ilustran en la Figura 26 para las Reservas de petróleo crudo equivalente (en Millones de barriles) de las Reservas 3P en las entidades geográficas de la República Mexicana.

Producto	Aceite (%)			Gas (%)			PCE (%)		
	1P	2P	3P	1P	2P	3P	1P	2P	3P
Entidad geográfica									
Campeche	51.9	45.8	44.9	20.9	17.9	17.3	44.0	39.1	38.2
Chiapas	0.8	0.5	0.4	2.7	1.7	1.3	1.3	0.9	0.6
Coahuila	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0
Nuevo León	0.0	0.0	0.0	5.3	5.4	4.6	1.2	1.2	1.1
Puebla	6.3	10.0	9.5	5.9	10.6	10.6	5.9	9.7	9.4
San Luis Potosí	1.3	0.8	0.5	0.1	0.1	0.1	1.0	0.6	0.4
Tabasco	29.3	27.7	24.8	32.7	23.2	20.0	30.7	26.9	23.9

Producto	Aceite (%)			Gas (%)			PCE (%)		
	1P	2P	3P	1P	2P	3P	1P	2P	3P
Entidad geográfica									
Tamaulipas	1.2	0.9	3.0	3.6	4.3	6.5	1.7	1.7	4.0
Veracruz	9.2	14.3	16.9	28.7	36.7	39.4	14.1	19.9	22.4
TOTAL	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0

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

Tabla 8. Distribución del porcentaje de volumen por entidad geográfica (Fuente: CNH con información de los Operadores Petroleros).

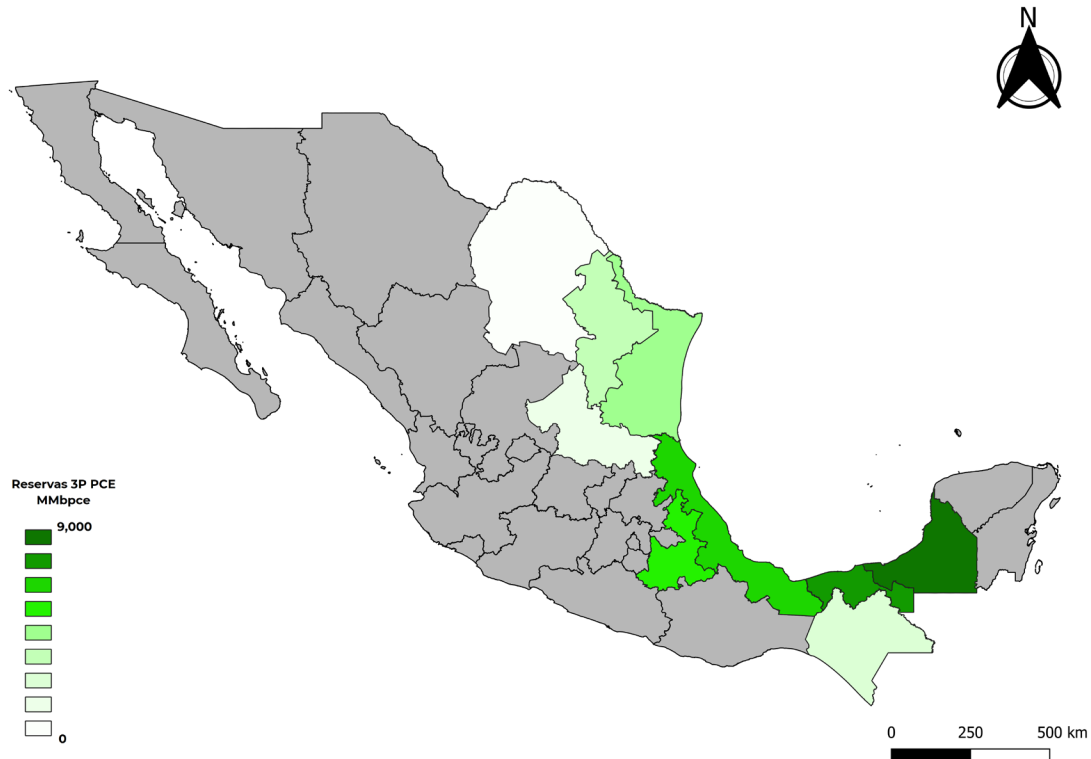


Figura 26. Distribución del volumen de petróleo crudo equivalente (en Millones de barriles) de las Reservas 3P en las entidades geográficas¹² de la República Mexicana (Fuente: CNH con información de los Operadores Petroleros).

En la Tabla 9, se presentan las actividades que soportan las reservas cuantificadas por los Operadores Petroleros, lo anterior se presenta al año 2040.

¹² Aguas profundas corresponde a las Reservas Consolidadas para los campos Doctus, Nobilis, Maximino y Lakach.

Entidad Geográfica	Terminación	Reparación Mayor
Campeche	412	499
Chiapas	19	62
Coahuila	6	8
Nuevo León	645	889
Puebla	12,886	12,933
San Luis Potosí	266	0
Tabasco	485	1,004
Tamaulipas	1,059	645
Veracruz	17,424	17,827
Total	33,202	33,867

Tabla 9. Actividades físicas consideradas para desarrollar las reservas (Fuente: CNH con información de los Operadores Petroleros).

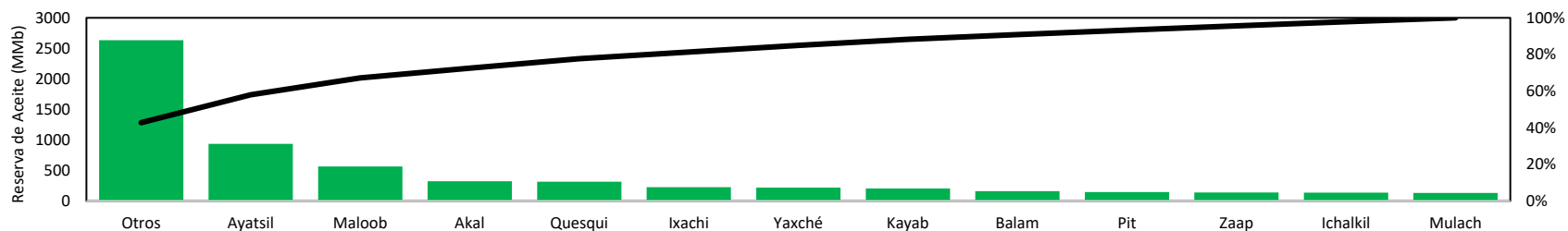
V.7 Reservas por Campo

En este Procedimiento de Cuantificación y Certificación de Reservas de la Nación, se consolidaron los volúmenes de 496 Campos, que comprenden 801 yacimientos; de los que 481 son de aceite, 151 de gas húmedo, 112 gas seco y 52 de gas y condensado.

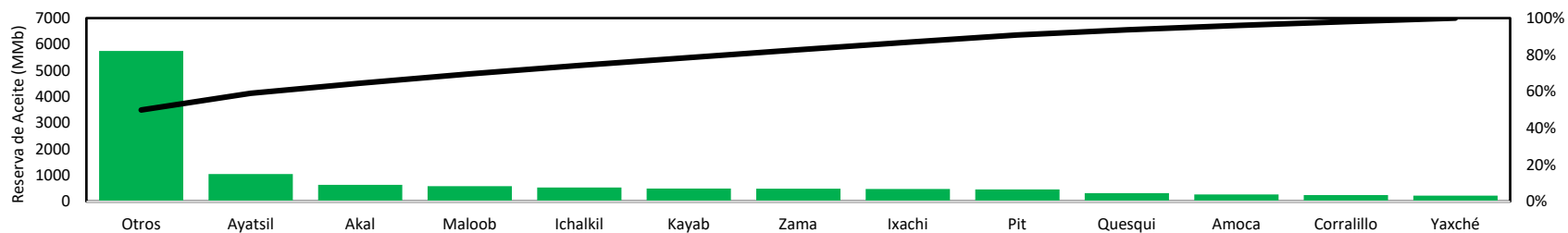
V.7.1 Principales Campos de la Nación

Para identificar los Principales Campos Productores de México, se realizó un análisis de Pareto¹³ con la información Consolidada, mismo que se presenta en las Figuras 27 a 29 para todas las Categorías de Reservas y por producto.

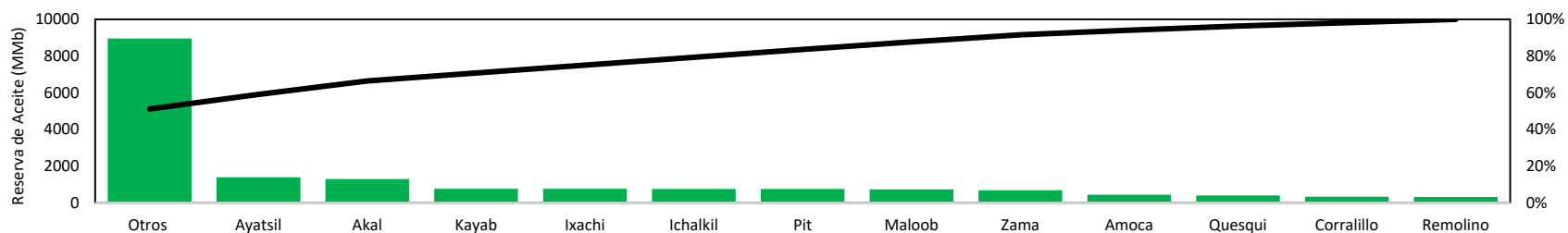
¹³ El análisis consistió en identificar los Campos con mayor peso en las Reservas de la Nación, considerando para ello la frecuencia acumulativa respecto de los valores de Reservas de cada Campo.



1. Principales Campos Convencionales con Reservas 1P de aceite.

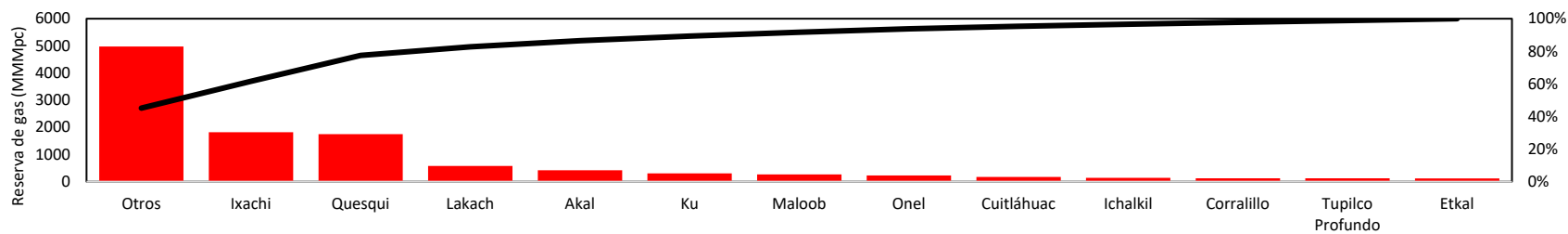


2. Principales Campos Convencionales con Reservas 2P de aceite.

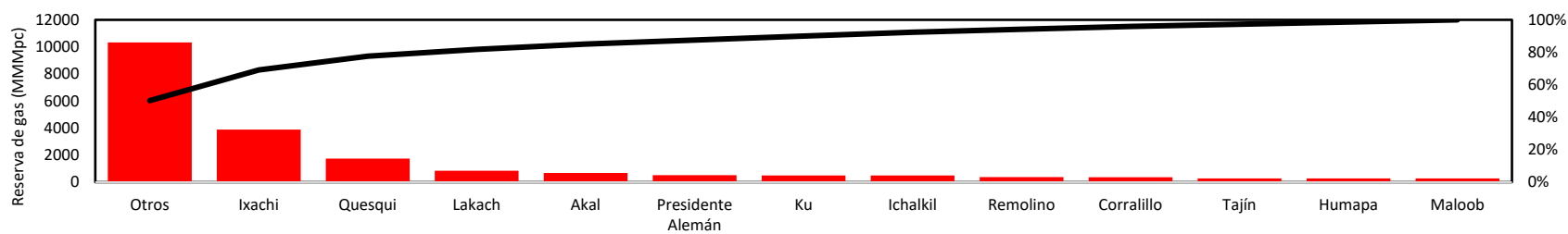


3. Principales Campos Convencionales con Reservas 3P de aceite.

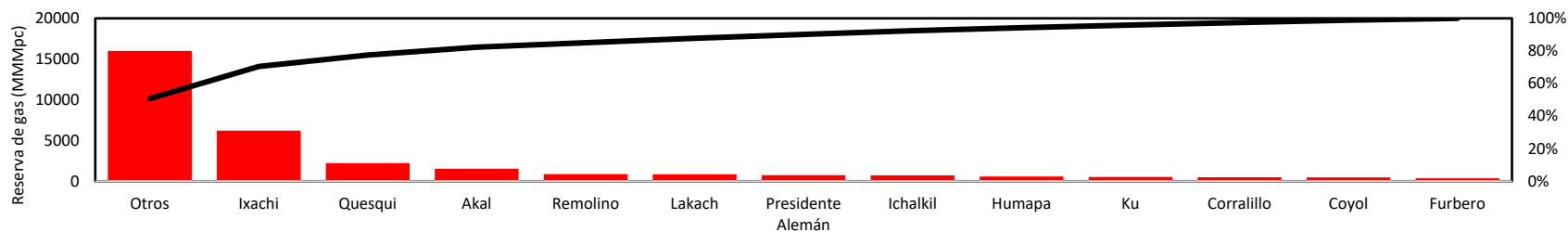
Figura 27. Análisis de Pareto para los Campos productores de aceite de México (Fuente: CNH con información de los OP).



4. Principales Campos Convencionales con Reservas 1P de gas.

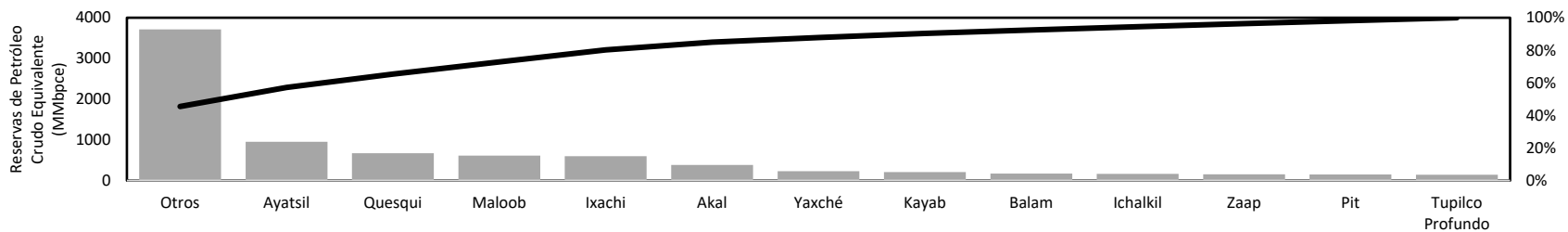


5. Principales Campos Convencionales con Reservas 2P de gas.

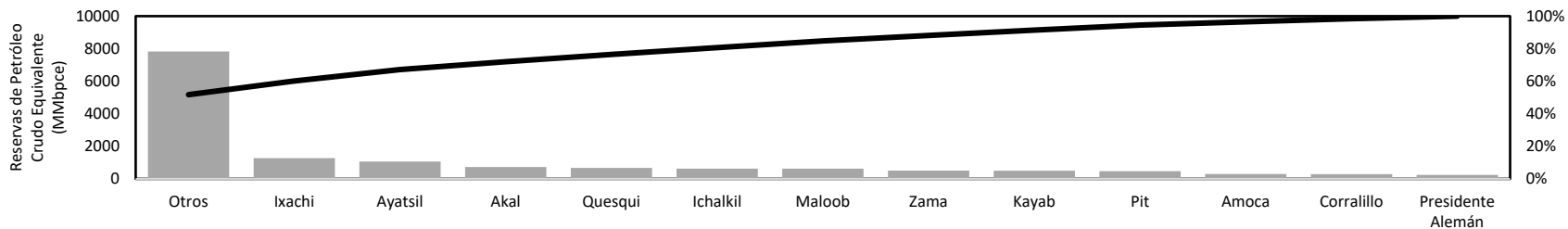


6. Principales Campos Convencionales con Reservas 3P de gas.

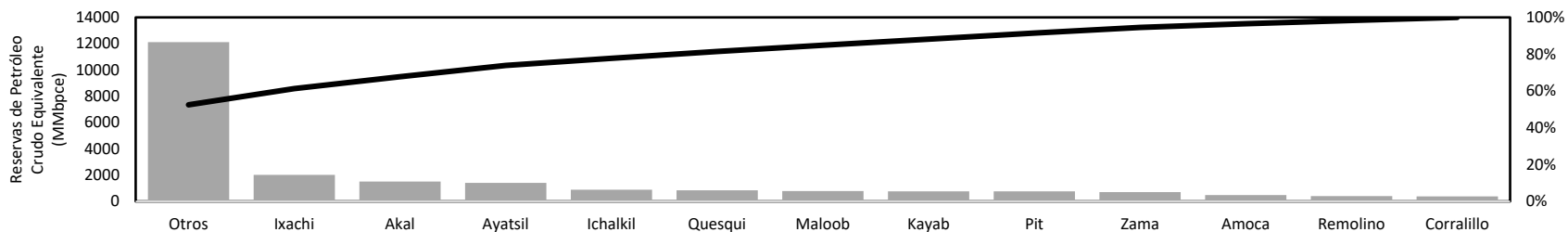
Figura 28. Análisis de Pareto para los Campos productores de gas de México (Fuente: CNH con información de los OP).



7. Principales Campos Convencionales con Reservas 1P de PCE.



8. Principales Campos Convencionales con Reservas 2P de PCE.



9. Principales Campos Convencionales con Reservas 3P de PCE.

Figura 29. Análisis de Pareto para los Campos productores de PCE de México (Fuente: CNH con información de los OP).

V.7.2 Descubrimientos comerciales

En la Cuantificación de Reservas al 1 de enero de 2023, el Operador Petrolero Pemex Exploración y Producción reportó la incorporación de 19 campos como Descubrimientos Comerciales, de los cuales, 12 son marinos y siete son terrestres. Su ubicación se muestra en la Figura 30.

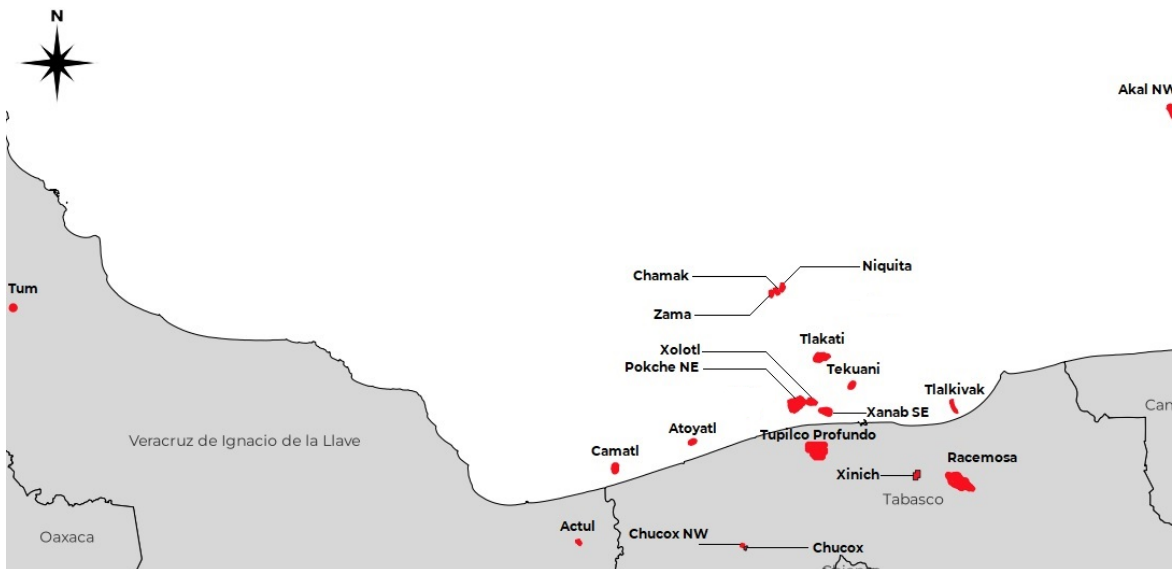


Figura 30. Ubicación de los campos reportados como Descubrimientos Comerciales (Fuente: CNH con información de los Operadores Petroleros).

Los Descubrimientos Comerciales señalados incorporan Reservas al Consolidado Nacional por 288.54 MMbpce en la categoría 1P, 906.79 MMbpce en la 2P y 1,252.88 MMbpce en la 3P, como se detalla en la Tabla 10. Cabe señalar que, de los 19 Campos señalados, diez fueron presentados en procedimientos previos. Sin embargo, debido a que existieron contingencias en el cumplimiento de la Normativa Aplicable, estos fueron clasificados como Recursos Contingentes.

Campo	Reservas (MMbpce)			Pozo descubridor	Estado del campo
	1P	2P	3P		
Actul	1.31	2.74	5.30	Actul-1	En producción
Akal NW	16.18	18.48	24.73	Akal-501	En desarrollo
Atoyatl	2.32	8.22	20.83	Atoyatl-1	En desarrollo
Camatl*	7.36	13.09	30.38	Camatl-1	En producción
Chamak*	3.36	16.08	16.69	Chamak-1	En desarrollo
Chucox	1.45	1.45	1.45	Chucox-1	En producción
Chucox NW	7.38	12.13	18.07	Chucox-101	En producción
Niquita*	4.25	9.39	22.92	Niquita-1	En desarrollo
Pokche-NE	2.63	25.34	25.34	Pokche-101	En producción
Racemosa*	9.97	17.62	52.74	Racemosa-1	En producción
Tekuani*	5.15	7.82	7.82	Tekuani-1	En desarrollo

Campo	Reservas (MMbpce)			Pozo descubridor	Estado del campo
	1P	2P	3P		
Tlakati*	3.35	5.26	11.21	Tlakati-1	En desarrollo
Tlalkivak	17.52	28.59	38.15	Tlalkivak-1	En desarrollo
Tum*	8.39	13.61	22.47	Tum-1	En desarrollo
Tupilco Profundo*	144.12	183.24	199.85	Tupilco-3001	En producción
Xanab-SE	1.06	18.69	18.69	Xanab-201	En producción
Xinich	0.88	1.51	6.65	Xinich-1	En producción
Xolotl*	0.00	0.00	9.08	Xolotl-1	En producción
Zama	36.57	508.24	705.21	Zama-1	En desarrollo

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

*Campos que por diferentes contingencias para la CNH no habían sido incorporados como Reservas.

Tabla 10. Descubrimientos incorporados a la base de Reservas de la CNH al 1 de enero de 2023 (Fuente: CNH con información de los Operadores Petroleros).

Finalmente, se indica que, de los 19 Campos Consolidados como Descubrimientos Comerciales, 18 certificaron sus Reservas (Tabla 11) y únicamente el Campo Zama no presentó valores certificados¹⁴.

Campo	Categoría	Operador Petrolero		Tercero Independiente	
		Aceite [MMb]	Gas [MMMpc]	Aceite [MMb]	Gas [MMMpc]
Actul	1P	1.29	0.51	1.40	0.52
	2P	2.71	1.09	2.51	0.98
	3P	5.24	2.13	3.24	1.28
Akal NW	1P	15.67	3.58	12.89	3.04
	2P	17.90	4.09	17.27	4.07
	3P	23.95	5.48	20.76	4.90
Atoyatl	1P	2.14	1.38	5.18	3.33
	2P	7.61	4.85	7.19	4.62
	3P	19.33	11.94	17.27	10.60
Camatl	1P	6.92	3.32	6.11	1.61
	2P	12.30	5.89	11.39	2.99
	3P	28.55	13.67	27.20	7.15
Chamak	1P	3.27	0.72	-	-
	2P	15.64	3.82	12.29	3.15
	3P	16.24	3.97	12.69	3.25

¹⁴ El Campo Zama, al momento de la emisión del presente Reporte, cuenta con un Informe de Evaluación y su Plan de Desarrollo se encuentra en proceso de Dictaminación, por lo que su Consolidación se realiza en términos del Artículo 19 de los Lineamientos.

Campo	Categoría	Operador Petrolero		Tercero Independiente	
		Aceite [MMb]	Gas [MMMpc]	Aceite [MMb]	Gas [MMMpc]
Chucox	1P	1.45	0.34	1.43	0.35
	2P	1.45	0.34	1.43	0.35
	3P	1.45	0.34	1.43	0.35
Chucox NW	1P	7.37	2.73	6.80	2.29
	2P	12.11	4.49	7.49	2.53
	3P	18.04	6.68	14.44	5.00
Niquita	1P	4.06	1.59	-	-
	2P	9.00	3.41	9.56	3.73
	3P	20.09	24.58	13.38	5.22
Pokche NE	1P	2.40	2.02	2.05	1.54
	2P	23.09	19.47	19.06	14.29
	3P	23.09	19.47	19.06	14.29
Racemosa	1P	6.11	19.07	6.20	21.14
	2P	10.92	33.08	10.57	36.00
	3P	33.01	97.45	23.25	79.05
Tekuani	1P	4.72	3.72	-	-
	2P	7.06	6.57	1.13	0.23
	3P	7.06	6.57	2.33	0.48
Tlakati	1P	3.24	1.00	1.11	0.37
	2P	5.09	1.50	5.03	1.67
	3P	10.85	3.13	10.74	3.56
Tlalkivak	1P	12.47	27.01	6.99	15.40
	2P	20.36	44.08	10.50	23.13
	3P	27.16	58.82	28.44	62.66
Tum	1P	3.41	24.33	4.24	29.11
	2P	5.58	39.28	6.67	45.80
	3P	9.25	64.66	13.31	91.44
Tupilco Profundo	1P	119.08	125.51	109.88	122.00
	2P	152.19	155.57	142.07	156.07
	3P	166.25	168.39	177.27	194.26
Xanab SE	1P	0.98	0.67	0.40	0.19
	2P	17.34	11.86	14.97	10.11
	3P	17.34	11.86	14.97	10.11
Xinich	1P	0.80	0.41	0.59	0.23

Campo	Categoría	Operador Petrolero		Tercero Independiente	
		Aceite [MMb]	Gas [MMMpc]	Aceite [MMb]	Gas [MMMpc]
	2P	1.37	0.69	2.41	0.46
	3P	4.34	11.33	3.94	10.87
Xolotl	1P	-	-	0.23	0.07
	2P	-	-	0.23	0.07
	3P	7.24	15.80	4.46	2.58

Tabla 11. Campos reportados como Descubrimientos comerciales y que fueron certificados por Terceros Independientes. Fuente: CNH con información de los Operadores Petroleros y Terceros Independientes.

VI. Indicadores Nacionales de Reservas

Con base en los Lineamientos, la tasa de restitución de reservas se define como el volumen de incorporación de reservas en cada una de las categorías totales o incrementales en comparación con la producción total del año anterior. Este indicador es representado por el tipo de actividad que se desarrolla en un periodo de tiempo, como:

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

VI.1. Tasa de Restitución por Descubrimientos (TR_D)

La tasa de restitución por descubrimientos se obtiene por 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, como:

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

En la Tabla 12 se muestran las tasas de restitución por descubrimientos¹⁵, producto de las actividades exploratorias para las reservas 1P, 2P y 3P, en los últimos cinco años, misma que se gráfica en la Figura 31 para el vector de petróleo crudo equivalente en dichas categorías.

Año	Aceite (%)			Gas (%)			PCE (%)		
	1P	2P	3P	1P	2P	3P	1P	2P	3P
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

¹⁵ Cabe señalar que en el presente Procedimiento de Reservas se presentaron nueve campos adicionales como nuevos descubrimientos; sin embargo, estos no cuentan con una Declaratoria de Comercialidad ante la Comisión, como lo establece el Artículo 5 de los Lineamientos.

Los campos asociados a dicha condición son: Chamak, Kuun, Niquita, Racemosa, Tekuani, Tlakati, Tum y Tupilco Profundo; mismos que se incluyen en la Sección IV.1 de este Reporte.

2022	0.0	1.0	2.2	0.0	0.2	0.7	0.0	0.8	1.9
2023	36.0	121.6	166.8	13.9	30.6	45.2	31.6	99.3	137.2

Tabla 12. Tasa de Restitución Nacional por Descubrimientos (Fuente: CNH con datos de los Operadores Petroleros. Datos al 1 de enero del año indicado).

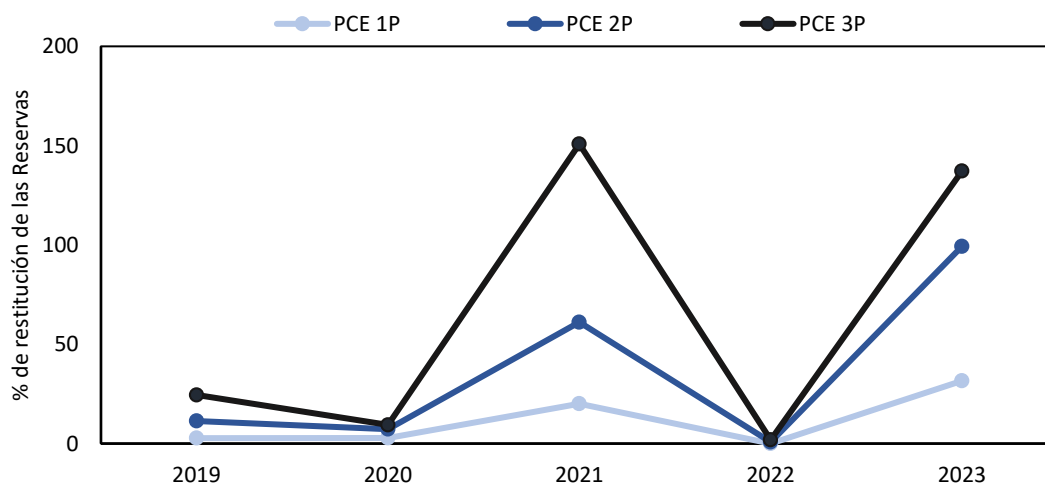


Figura 31. Tasa de Restitución Nacional por Descubrimientos en PCE (Fuente: CNH con datos de los Operadores Petroleros).

Con base en la información presentada, se observa que:

- El incremento asociado a Descubrimientos en las categorías 1P y 2P corresponde al máximo histórico observado desde el año 2018.
- Se incorporaron 19 campos nuevos, siendo Tupilco profundo y Zama quienes contribuyeron con el 20.9% de restitución de las Reservas Probadas (PCE) de la Nación.

VI.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, como:

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

En la Tabla 13 se muestran las tasas de restitución integral de reservas 1P, 2P y 3P, en los últimos cinco años, misma que se gráfica en la Figura 32 para el vector de petróleo crudo equivalente en dichas categorías.

Año	Aceite (%)			Gas (%)			PCE (%)		
	1P	2P	3P	1P	2P	3P	1P	2P	3P
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
2022	90.5	61.2	33.3	145.9	161.3	114.4	103.4	73.8	20.0
2023	114.2	143.8	222.6	113.9	49.7	130.6	116.2	112.5	200.8

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

Tabla 13. Tasa de Restitución Integral Nacional (Fuente: CNH con datos de los Operadores Petroleros. Datos al 1 de enero del año indicado).

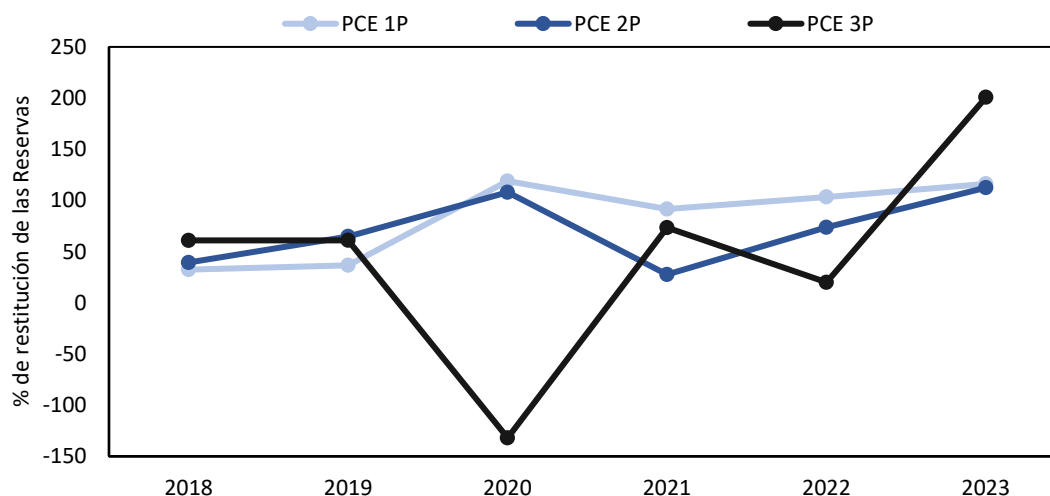


Figura 32. Tasa de Restitución Integral Nacional en PCE (Fuente: CNH con datos de los Operadores Petroleros).

En todas las Categorías, las tasas de restitución integral nacional fueron positivas:

- Desde el año 2020 la restitución integral de Reservas en la categoría 1P (PCE) se ha mantenido superior al 90%, y actualmente se encuentra en el orden del 116.2%
- La categoría 2P, ha incrementado paulatinamente desde 2021, pasando del 27.6% a valores superiores al 100% para 2023.
- La categoría 3P muestra un incremento en el porcentaje del indicador respecto del año anterior.

VI.3. Relación Reserva / Producción

La relación reserva-producción se define como el cociente de las reservas al 1 de enero de 2023 entre la producción total del año 2023, la cual ascendió a 913.11 MMb de Petróleo Crudo

Equivalente. Los resultados obtenidos para este indicador se muestran en la Tabla 14 y en la Figura 33.

Categoría	Aceite (años)	Gas (años)	PCE (años)
1P	9.1	6.2	8.9
2P	17.1	11.6	16.6
3P	26.0	17.8	25.3

Tabla 14. Relación Reserva-Producción Nacional al 1 de enero de 2023 (Fuente: CNH con datos de los Operadores Petroleros).

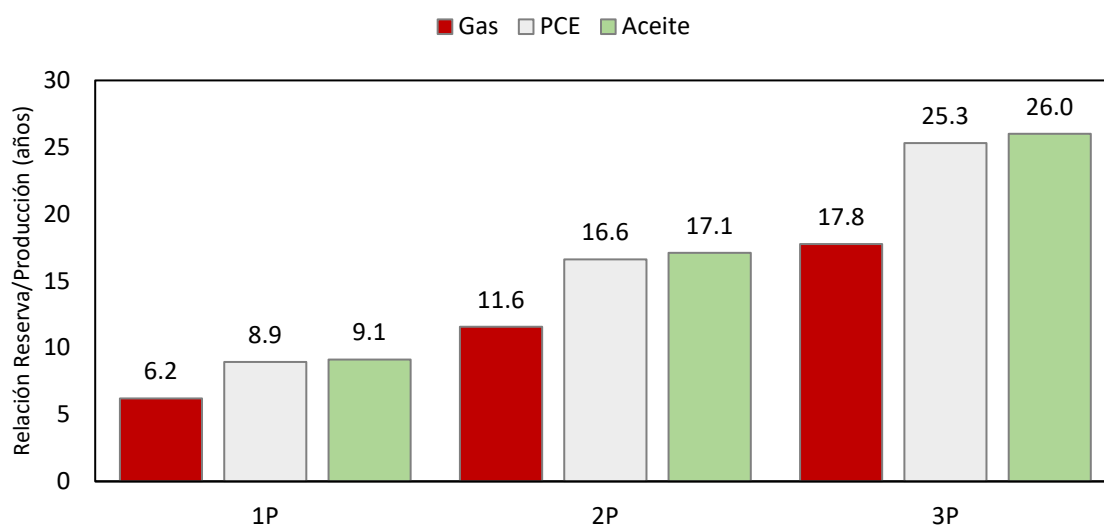


Figura 33. Relación Reserva-Producción Nacional (Fuente: CNH con datos de los Operadores Petroleros. Datos al 1 de enero de 2023).

La relación reserva-producción de Petróleo Crudo Equivalente, al 1 de enero de 2023, presentan una disminución con respecto al ejercicio 2022 de 0.4, 0.9 y 0.5 años para las categorías 1P, 2P y 3P, respectivamente.

VII. Conclusiones

1. La Comisión Nacional de Hidrocarburos analizó y constató la suficiencia y calidad en la información presentada por los Regulados respecto de las cifras de Reservas al 1 de enero de 2023.
2. Se analizó la información remitida por los Regulados para constatar que la metodología empleada fuera consistente con el PRMS, los Lineamientos y la Normativa aplicable; Consolidando las Reservas de la Nación con los Campos que cumplieron los criterios establecidos.

3. La Tasa de Restitución de Reservas por Descubrimientos e Integral, así como la Relación Reserva-Producción fueron calculadas con la información provista por los Operadores Petroleros.
4. En la presente evaluación de Reservas, se tuvo la incorporación de 19 nuevos campos, de los cuales, 10 se reportaron como nuevos descubrimientos (campos Actul, Akal NW, Atoyatl, Chucox, Chucox NW, Pokche NE, Tlakivak, Xanab SE, Xinich y Zama) y nueve se reportaron previamente, sin que en su momento, por motivo de contingencias, fueran consolidados (Camatl, Chamak, Niquita, Racemosa, Tekuani, Tlakati, Tum, Tupilco Profundo y Xolotl).
5. Para la cuantificación de reservas al 1 de enero de 2023, se tuvieron incrementos respecto a la evaluación anterior, destacando en dichos incrementos la incorporación de los campos Zama, Tupilco Profundo y la revisión de campos de aguas profundas como Maximino, Nobilis y Doctus, asimismo, se tuvieron incrementos en los volúmenes de reservas posibles asociadas a procesos de recuperación secundaria, como fue el caso en la inyección de agua del campo Ayatsil.
6. Los indicadores de restitución de Reservas mantienen una tendencia ascendente, principalmente por las nuevas incorporaciones de Campos derivado de las actividades de Exploración que han realizado los Operadores, así como por la optimización de los procesos de recuperación. Asimismo, se señala el potencial de:
 - i. Los proyectos de rejuvenecimiento de campos maduros, incluyendo estrategias de recuperación avanzada que consideren aspectos como la incorporación de proyectos de recuperación secundaria y mejorada o la implementación de sistemas artificiales de producción en yacimientos de baja energía.
 - ii. Implementar estrategias para reactivar campos haciendo uso de los instrumentos legales o regulatorios existentes, tales como la celebración de Contratos Integrales Exploración y Producción o de Obra Pública Financiada en aras de fortalecer a la Empresa Productiva del Estado.
7. Se advierte que existen casos que, por las características técnicas de los proyectos consolidados, así como por el estado actual de los procesos regulatorios asociados, se mantienen sujetas a Revisión.
8. Las reservas de hidrocarburos al 1 de enero de 2023 se presentan a continuación:

Categoría	Aceite*	Gas	PCE
	MMb	MMMpc	MMb
Total 1P	6,154.6	11,028.8	8,162.4
Total 2P	11,515.0	20,565.4	15,137.6
Total 3P	17,515.5	31,558.2	23,080.8

*Incluye el condensado que se obtiene a boca de pozo. de los yacimientos de gas y condensado.