CNH

Comisión Nacional
de Hidrocarburos

Reporte de la Cuantificación y Certificación de las Reservas de la Nación del año 2022

Mayo de 2022

Contenido

I. Introducción 1
II. Relación cronológica 1
III. Proceso general 2
III.1 Informes de Reservas presentados por los Regulados 6
III.2 Consideraciones 8
IV. Análisis del máximo factor de recuperación final 9
IV.1. Campos con reclasificación de Reservas 9
IV.2. Campos y actividades sujetas a revisión 10
IV.3. Medición y reporte de los productos considerados 13
IV.4. Evaluación Económica 23
V. Revisión de los informes de Certificación de Reservas 26
VI. Consolidación de las Reservas de la Nación 27
VI.1 Balance de Reservas 28
VI.2 Evolución histórica de las Reservas de Hidrocarburos en la Nación 32
VI.3 Pronósticos de producción 35
VI.4 Distribución de las Reservas por Operador 36
VI.5 Distribución de las Reservas por Cuenca Petrolera 43
VI.6 Distribución de las Reservas por Entidad 44
VI.7 Reservas por Campo 46
VI.7.1 Principales Campos de la Nación 47
VI.7.2 Proyectos de Recuperación Secundaria y Mejorada 52
VI.7.3 Descubrimientos comerciales 57
VII. Indicadores Nacionales de Reservas 59
VII.1. Tasa de Restitución por Descubrimientos (TR_D) 59
VII.2. Tasa de Restitución Integral de Reservas (TR_I) 60

AUTORIZÓ
Firma de Francisco Castellanos Paez
Fecha de Sello Digital: 10/05/2022 03:05:27 p. m.
Sello Digital:
bEE92XPrdkhRamEn6Qx3yIQQ3SQ2uugc+JQyko/l1Uv80tv8BjXYN0GYOh5av07/sABrr666dICaVpVot/1i0rNPejcnqb96tIR+IhgrRXUWm5o02tuK150g9
nYDP4SXioKy9r/JOi+JIGGfZwT6p7J12GiYo+2uEze0bYRtjmj5m+O3v/paqWD55qiaXkHQqheCURpUKPqEU3RyNy3YDs9FO894PZSu+VPpr+pKe1hIUh
4BzScAGeKjkUgjYIo3YS4Fbpu7Za6SowTdRE3RtF4FzaiP5J/QriqdV8Me7tnTtPUqVGGboZbJ8ON5J/PycxvuAzObpvi4sLDo/vWtdg==

VIII.3. Relación Reserva / Producción 62
VIII. Conclusiones 64

AUTORIZÓ
Firma de Francisco Castellanos Paez
Fecha de Sello Digital: 10/05/2022 03:05:27 p. m.
Sello Digital:
bEE92XPrdkhRamEn6Qx3yIQQ3SQ2uugc+JQyko/l1Uv80tv8BjXYN0GYOh5av07/sABrr666dICaVpVot/1i0rNPejcnqb96tIR+IhgrRXUWm5o02tuK150g9
nYDP4SXioKy9r/JOi+JIGGfZwT6p7J12GiYo+2uEze0bYRtjmj5m+O3v/paqWD55qiaXkHQqheCURpUKPqEU3RyNy3YDs9FO894PZSu+VPpr+pKe1hIUh
4BzScAGeKjkUgjYIo3YS4Fbpu7Za6SowTdRE3RtF4FzaiP5J/QriqdV8Me7tnTtPUqVGGboZbJ8ON5J/PycxvuAzObpvi4sLDo/vWtdg==

I. Introducción

En este documento 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 2022 (en adelante, Procedimiento de Reservas), considerando para ello la información presentada por los Operadores Petroleros en sus informes y en el de los Terceros Independientes.

Lo anterior, en cumplimiento a lo dispuesto en la Ley de Hidrocarburos, en materia de Reservas, por 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 Operadores Petroleros y Terceros Independientes 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[1].

II. Relación cronológica

La Comisión llevó a cabo el Procedimiento de Reservas en los plazos que se muestran en la Figura 1, donde se revisó la información remitida por los Operadores Petroleros y los Terceros Independientes en sus informes de Reservas.

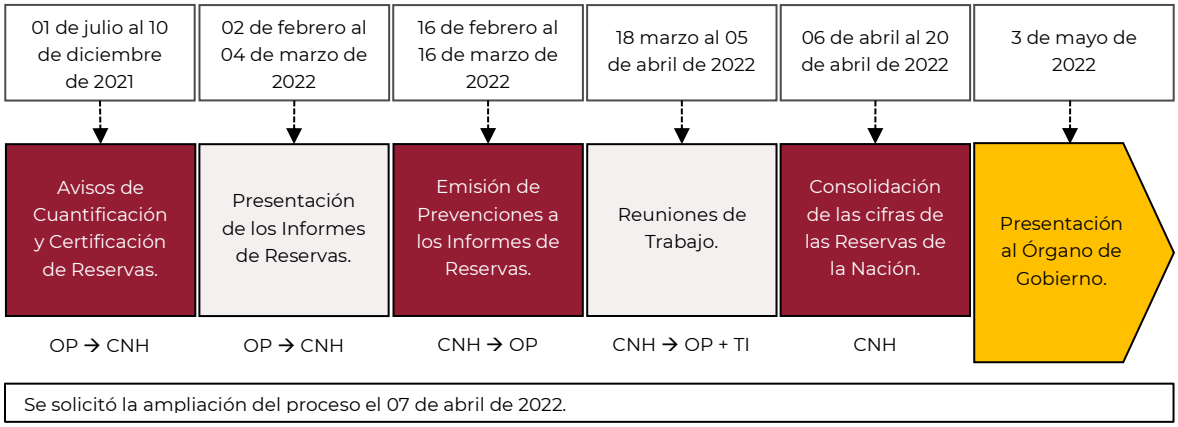


Figura 1. Cronograma general del proceso de cuantificación y certificación de Reservas al 1 de enero de 2022 (Fuente: CNH).

[1] Se precisa que las Cifras Consolidadas de reservas de hidrocarburos, así como los archivos de los mapas y actividades físicas, se remitirán al Centro Nacional de Información de Hidrocarburos, para su registro y publicación, en cumplimiento con lo establecido en la Ley de Hidrocarburos, artículo 35, fracciones II y III; así como de acuerdo con el Reglamento Interno de la CNH.

AUTORIZÓ
Firma de Francisco Castellanos Paez
Fecha de Sello Digital: 10/05/2022 03:05:27 p. m.
Sello Digital:
bEE92XPrdkhRamEn6Qx3yIQQ3SQ2uugc+JQyko/l1Uv80tv8BjXYN0GYOh5av07/sABrr666dICaVpVot/1i0rNPejcnqb96tIR+IhgrRXUWm5o02tuK150g9nYDP4SXioKy9r/JOi+JIGGfZwT6p7J12GiYo+2uEze0bYRtjmj5m+O3v/paqWD55qiaXkHQqheCURpUKPqEU3RyNy3YDs9FO894PZSu+VPpr+pKe1hIUh4BzScAGeKjkUgjYIo3YS4Fbpu7Za6SowTdRE3RtF4FzaiP5J/QriqdV8Me7tnTtPUqVGGboZbJ8ON5J/PycxvuAzObpvi4sLDo/vWtdg==

El proceso de revisión señalado involucró la participación de las siguientes Unidades Administrativas de la Comisión:

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. Centro Nacional de Información de Hidrocarburos:
    - Dirección General de Prospectiva y Evaluación Económica.
3. Unidad Técnica de Exploración y su Supervisión:
    - Dirección General de Dictámenes de Exploración.
4. Órgano de Gobierno.

III. Proceso general

La Comisión llevó a cabo el proceso de análisis, clasificación, cuantificación y evaluación correspondiente[2] para obtener como producto final la Consolidación de los volúmenes de Reservas relacionados a los reportes de evaluación o cuantificación de las Reservas de hidrocarburos elaborados por los Regulados, y con ello consolidar las cifras de Reservas nacionales al 1 de enero de 2022.

El diagrama que resume el procedimiento general, de acuerdo con la Normativa Vigente Aplicable, se incluye en la Figura 2. Las principales actividades que fueron realizadas por la Comisión se enfocaron en los siguientes rubros:

1. Revisión de la consistencia técnica y documental de los Informes de Reservas, conforme a los formatos establecidos para los Regulados.
2. Inspección y análisis de las estimaciones de Reservas de los Regulados.
3. Análisis de la información relacionada con los pronósticos de producción de hidrocarburos, así como de los métodos de estimación de Reservas y las estrategias de desarrollo consideradas.

[2] Para el análisis de la información entregada por los Operadores para el Procedimiento de Reservas, que incluye las de los Terceros Independientes; la Comisión consideró como marco aplicable lo que se señala en la Normativa Vigente Aplicable, así como 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).

AUTORIZÓ
Firma de Francisco Castellanos Paez
Fecha de Sello Digital: 10/05/2022 03:05:27 p. m.
Sello Digital:
bEE92XPrdkhRamEn6Qx3yIQQ3SQ2uugc+JQyko/l1Uv80tv8BjXYN0GYOh5av07/sABrr666dICaVpVot/1i0rNPejcnqb96tIR+IhgrRXUWm5o02tuK150g9
nYDP4SXioKy9r/JOi+JIGGfZwT6p7J12GiYo+2uEze0bYRtjmj5m+O3v/paqWD55qiaXkHQqheCURpUKPqEU3RyNy3YDs9FO894PZSu+VPpr+pKe1hIUh
4BzScAGeKjkUgjYIo3YS4Fbpu7Za6SowTdRE3RtF4FzaiP5J/QriqdV8Me7tnTtPUqVGGboZbJ8ON5J/PycxvuAzObpvi4sLDo/vWtdg==

4. Verificación de los elementos del balance de Reservas, tales como descubrimientos, delimitaciones, desarrollos, revisiones y producción anual, para estimar los principales indicadores nacionales de las Reservas.
5. Revisión de las evaluaciones económicas, de acuerdo con los Lineamientos que regulan el procedimiento de cuantificación y certificación de Reservas de la Nación del 20 de diciembre de 2017 (en adelante, Lineamientos de Reservas), para validar las variables e indicadores económicos relacionados.

AUTORIZÓ
Firma de Francisco Castellanos Paez
Fecha de Sello Digital: 10/05/2022 03:05:27 p. m.
Sello Digital:
bEE92XPrdkhRamEn6Qx3yIQQ3SQ2uugc+JQyko/l1Uv80tv8BjXYN0GYOh5av07/sABrr666dICaVpVot/1i0rNPejcnqb96tIR+IhgrRXUWm5o02tuK150g9
nYDP4SXioKy9r/JOi+JIGGfZwT6p7J12GiYo+2uEze0bYRtjmj5m+O3v/paqWD55qiaXkHQqheCURpUKPqEU3RyNy3YDs9FO894PZSu+VPpr+pKe1hIUh
4BzScAGeKjkUgjYIo3YS4Fbpu7Za6SowTdRE3RtF4FzaiP5J/QriqdV8Me7tnTtPUqVGGboZbJ8ON5J/PycxvuAzObpvi4sLDo/vWtdg==

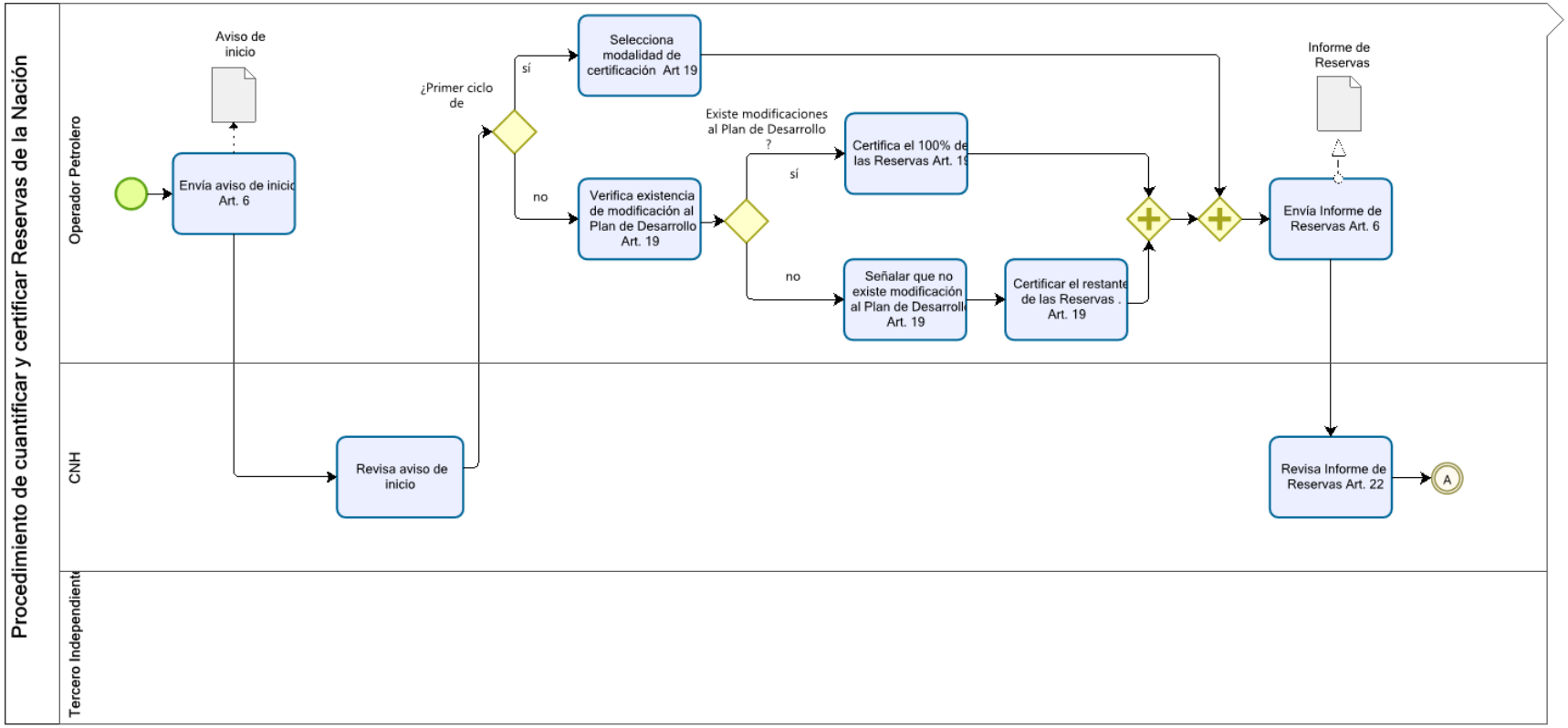


Figura 2. Actividades del procedimiento anual de cuantificación y certificación de Reservas (Fuente: CNH).

AUTORIZÓ
Firma de Francisco Castellanos Paez
Fecha de Sello Digital: 10/05/2022 03:05:27 p. m.
Sello Digital:
bEE92XPrdkhRamEn6Qx3yIQQ3SQ2uugc+JQyko/l1Uv80tv8BjXYN0GYOh5av07/sABrr666dICaVpVot/1i0rNPejcnqb96tIR+IhgrRXUWm5o02tuK150g9nYDP4SXioKy9r/JOi+JIGGfZwT6p7J12GiYo+2uEze0bYRtjmj5m+O3v/paqWD55qiaXkHQqheCURpUKPqEU3RyNy3YDs9FO894PZSu+VPpr+pKe1hIUh4BzScAGeKjkUgjYIo3YS4Fbpu7Za6SowTdRE3RtF4FzaiP5J/QriqdV8Me7tnTtPUqVGGboZbJ8ON5J/PycxvuAzObpvi4sLDo/vWtdg==

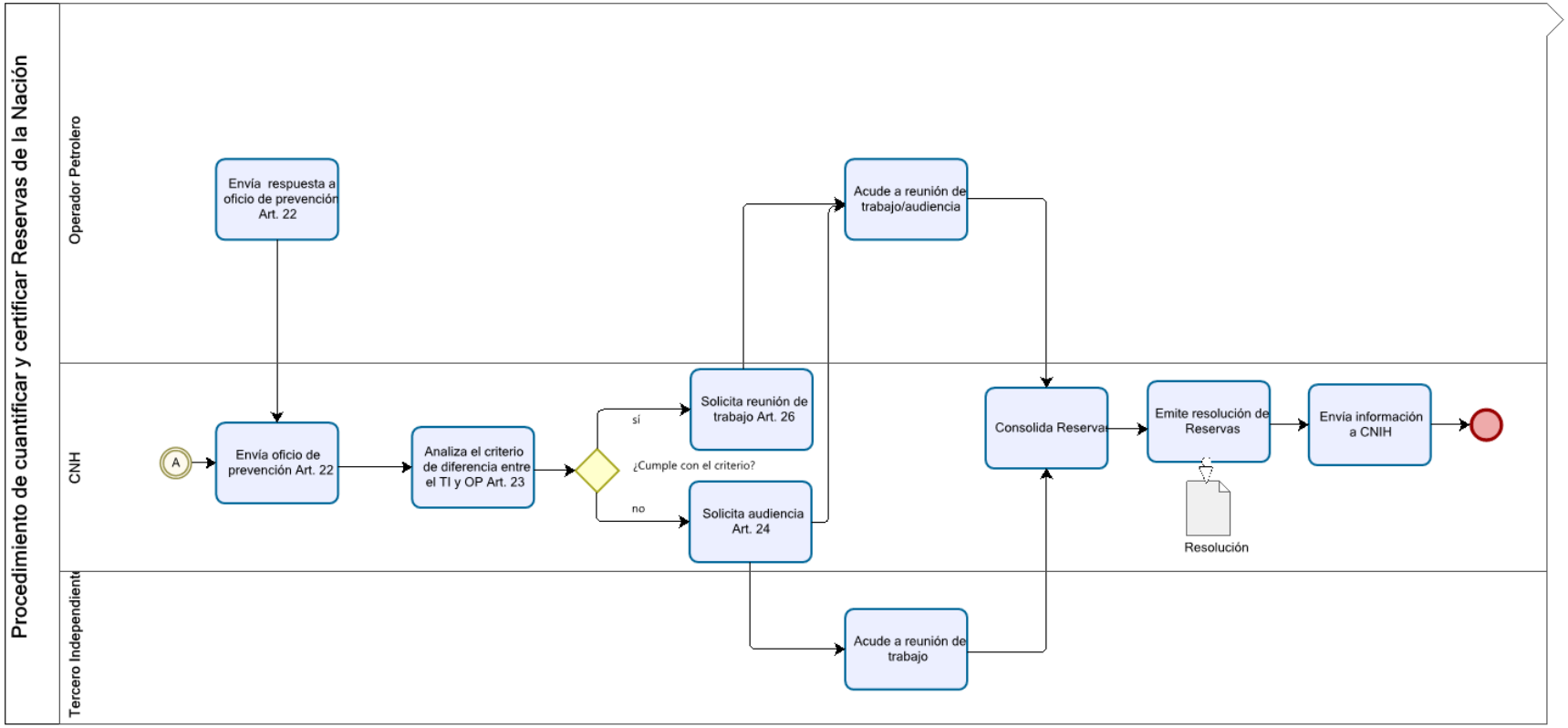


Figura 2 (Continuación). Actividades del procedimiento anual de cuantificación y certificación de Reservas (Fuente: CNH).

AUTORIZÓ
Firma de Francisco Castellanos Paez
Fecha de Sello Digital: 10/05/2022 03:05:27 p. m.
Sello Digital:
bEE92XPrdkhRamEn6Qx3yIQQ3SQ2uugc+JQyko/l1Uv80tv8BjXYN0GYOh5av07/sABrr666dICaVpVot/1i0rNPejcnqb96tIR+IhgrRXUWm5o02tuK150g9nYDP4SXioKy9r/JOi+JIGGfZwT6p7J12GiYo+2uEze0bYRtjmj5m+O3v/paqWD55qiaXkHQqheCURpUKPqEU3RyNy3YDs9FO894PZSu+VPpr+pKe1hIUh4BzScAGeKjkUgjYIo3YS4Fbpu7Za6SowTdRE3RtF4FzaiP5J/QriqdV8Me7tnTtPUqVGGboZbJ8ON5J/PycxvuAzObpvi4sLDo/vWtdg==

III.1 Informes de Reservas presentados por los Regulados

Los Operadores Petroleros (en adelante, Operadores) y el Procedimiento de Reservas que realizaron, conforme a los mecanismos indicados en el Artículo 19 de los Lineamientos de Reservas[3], se indican en la Tabla 1.

No.	Procedimiento	Operador	Área de Extracción	Manifestación de modificaciones al Plan Vigente
1	Cuantificación y certificación parcial de Reservasen el primer año del ciclo de certificación.	PEMEX Exploración y Producción (PEP)	455 Asignaciones	20 Asignaciones fueron objeto de Modificación 435 Asignaciones Sin Modificación
2	Cuantificación de Reservas.	ENI Mexico S. de R.L. de C.V. (ENI)	CNH-R01-L02-A1/2015	Sin Modificación
3	Cuantificación de Reservas.	Perenco México, S.A. de C.V. (PER)	CNH-M2-Santuario-El-Golpe/2017	Sin Modificación
4	Cuantificación de Reservas.	Servicios Múltiples de Burgos S.A de C.V. (SMB)	CNH-M3-Misión/2018	Sin Modificación
5	Cuantificación de Reservas.	DS Servicios Petroleros, S.A. de C.V. (DS)	CNH-M4-EBANO/2018	Sin Modificación
6	Cuantificación de Reservas.	Strata CPB S.A.P.I. de C.V. (SCPB)	CNH-R01-L03-A5/2015	Sin Modificación
7	Cuantificación de Reservas.	Strata CR, S.A.P.I. de C.V. (SCR)	CNH-R01-L03-A21/2015	Sin Modificación
8	Cuantificación de Reservas.	Servicios de Extracción Petrolera Lifting de México, S.A. de C.V. (LIF)	CNH-R01-L03-A7/2015	Sin Modificación
9	Cuantificación de Reservas.	Operadora de Campos DWF, S.A. de C.V. (DWF)	CNH-MS-MIQUETLA/2018	Sin Modificación
10	Cuantificación de Reservas.	GS Oil & Gas S.A.P.I de C.V. (GS)	CNH-R01-L03-A20/2016	Sin Modificación

[3] Los Operadores 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 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.

AUTORIZÓ
Firma de Francisco Castellanos Paez
Fecha de Sello Digital: 10/05/2022 03:05:27 p. m.
Sello Digital:
bEE92XPrdkhRamEn6Qx3yIQQ3SQ2uugc+JQyko/l1Uv80tv8BjXYN0GYOh5av07/sABrr666dICaVpVot/1i0rNPejcnqb96tIR+IhgrRXUWm5o02tuK150g9nYDP4SXioKy9r/JOi+JIGGfZwT6p7J12GiYo+2uEze0bYRtjmj5m+O3v/paqWD55qiaXkHQqheCURpUKPqEU3RyNy3YDs9FO894PZSu+VPpr+pKe1hIUh4BzScAGeKjkUgjYIo3YS4Fbpu7Za6SowTdRE3RtF4FzaiP5J/QriqdV8Me7tnTtPUqVGGboZbJ8ON5J/PycxvuAzObpvi4sLDo/vWtdg==

No.	Procedimiento	Operador	Área de Extracción	Manifestación de modificaciones al Plan Vigente
11	Cuantificación de Reservas.	Consorcio Petrolero 5M del Golfo, S.A.P.I. de C.V. (C5M)	CNH-R01-L03-A2/2015	Sin Modificación

Tabla 1. *Operadores que cuantificaron y certificaron Reservas al 1 de enero de 2022. (Fuente: CNH con información de los Operadores).*

No.	Procedimiento	Operador	Área de Extracción	Manifestación de modificaciones al Plan Vigente
12	Cuantificación de Reservas.	Diavaz Offshore, S.A.P.I de C.V. (DOF)	CNH-R01-L03-A6/2015	Sin Modificación
13	Cuantificación y certificación en el tercer año del ciclo de certificación.	Diavaz Offshore, S.A.P.I de C.V. (DOF)	CNH-R01-L03-A1/2015	Con Modificación al Plan
14	Cuantificación y certificación en el segundo año del ciclo de certificación.	Hokchi Energy, S.A. de C.V. (HKE)	CNH-R01-L02-A2/2015	Con Modificación al Plan
15	Cuantificación y certificación en el primer año del ciclo de certificación.	Wintershall DEA México, S. de R.L. de C.V. (DEA)	CNH-A4.OGARRIO/2018	Sin Modificación
16	Cuantificación y certificación en el primer año del ciclo de certificación.	Petrolera Cárdenas Mora, S.A.P.I. de C.V. (PCM)	CNH-A3. CÁRDENAS-MORA/2018	Sin Modificación
17	Cuantificación y certificación en el primer año del ciclo de certificación.	Fieldwood Energy E&P México S. de R.L. de C.V. (FWE)	CNH-R01-L02-A4/2015	Con Modificación al Plan
18	Cuantificación y certificación en el primer año del ciclo de certificación.	Pantera Exploración y Producción 2.2, S.A.P.I. de C.V. (PAEP)	1. CNH-R02-L02-A4.BG/2017 2. CNH-R02-L02-A5.BG/2017	Sin Modificación
19	Cuantificación y certificación en el segundo año del ciclo de certificación.	Pantera Exploración y Producción 2.2, S.A.P.I. de C.V. (PAEP)	CNH-R02-L02-A10.CS/2017	Sin Modificación

AUTORIZÓ
Firma de Francisco Castellanos Paez
Fecha de Sello Digital: 10/05/2022 03:05:27 p. m.
Sello Digital:
bEE92XPrdkhRamEn6Qx3yIQQ3SQ2uugc+JQyko/l1Uv80tv8BjXYN0GYOh5av07/sABrr666dICaVpVot/1i0rNPejcnqb96tIR+IhgrRXUWm5o02tuK150g9nYDP4SXioKy9r/JOi+JIGGfZwT6p7J12GiYo+2uEze0bYRtjmj5m+O3v/paqWD55qiaXkHQqheCURpUKPqEU3RyNy3YDs9FO894PZSu+VPpr+pKe1hIUh4BzScAGeKjkUgjYIo3YS4Fbpu7Za6SowTdRE3RtF4FzaiP5J/QriqdV8Me7tnTtPUqVGGboZbJ8ON5J/PycxvuAzObpvi4sLDo/vWtdg==

20	Cuantificación y certificación en el primer año del ciclo de certificación.	Jaguar Exploración y Producción 2.3, S.A.P.I. de C.V. (JEP)	CNH-R02-L03-VC-02/2017	Sin Modificación
21	Cuantificación y certificación en el primer año del ciclo de certificación.	Vista Oil & gas Holding II, S.A. de C.V. (VOG)	CNH-R02-L03-CS-01/2017	Sin Modificación
22	Cuantificación y certificación en el primer año del ciclo de certificación.	Iberoamericana de Hidrocarburos CQ, Exploración & Producción de México, S.A. de C.V. (IHSA)	1. CNH-R02-L02-A1.BG/2017 2. CNH-R02-L03-BG-01/2017	Sin Modificación

Tabla 1 (Continuación). Operadores que cuantificaron y certificaron Reservas al 1 de enero de 2022. (Fuente: CNH con información de los Operadores).

III.2 Consideraciones

Como parte del proceso, se realizaron las siguientes consideraciones para la Consolidación final de las Reservas de la Nación:

1. Por fines de presentación, las Cuencas del Sureste y la de Tampico-Misantla se dividen en terrestre y marino, considerando la localización de los proyectos de extracción.
2. Los Costos por Reservas calculados por esta Comisión son parte del análisis y seguimiento de la evolución de los proyectos, considerando la Categoría 2P, sin afectar por la tasa de descuento; por lo que pueden no coincidir con las estimaciones realizadas por los Operadores.

   Para su determinación, se dividen los egresos totales de cada proyecto, a un corte de Reservas indicado, por el número de barriles de petróleo crudo equivalente producidos.

   Asimismo, se indica que los costos y erogaciones de Exploración se consideran como costos hundidos para este análisis.
3. El balance de Reservas se realiza considerando que:

   $$Reserva_{2022} = Reserva_{2021} - Producción_{2021} \pm DDDR\ ,$$

   donde DDDR significa la suma/sustracción entre las variaciones de volumen de Reservas reportadas para las actividades de Descubrimientos, Delimitación, Desarrollo y Revisión.
4. En aguas profundas no se incluyeron los Campos Nab, Maximino, Nobilis y Doctus, debido a lo establecido en el PRMS para su consolidación en la base nacional.

AUTORIZÓ
Firma de Francisco Castellanos Paez
Fecha de Sello Digital: 10/05/2022 03:05:27 p. m.
Sello Digital:
bEE92XPrdkhRamEn6Qx3yIQQ3SQ2uugc+JQyko/l1Uv80tv8BjXYN0GYOh5av07/sABrr666dICaVpVot/1i0rNPejcnqb96tIR+IhgrRXUWm5o02tuK150g9nYDP4SXioKy9r/JOi+JIGGfZwT6p7J12GiYo+2uEze0bYRtjmj5m+O3v/paqWD55qiaXkHQqheCURpUKPqEU3RyNy3YDs9FO894PZSu+VPpr+pKe1hIUh4BzScAGeKjkUgjYIo3YS4Fbpu7Za6SowTdRE3RtF4FzaiP5J/QriqdV8Me7tnTtPUqVGGboZbJ8ON5J/PycxvuAzObpvi4sLDo/vWtdg==

Los resultados de la aplicación procedimiento de consolidación correspondiente se describen en las secciones subsecuentes de este reporte.

IV. Análisis del máximo factor de recuperación final

Como parte del cumplimiento a los Lineamientos de Reservas, la Comisión analizó que los procesos de recuperación implementados en los Campos Consolidados fueran consistentes con las estrategias indicadas en los Planes de Desarrollo Vigentes. En este sentido, se señalaron las posibles desviaciones observadas como parte del proceso de Prevención y en las Reuniones de Trabajo celebradas con los Operadores, quienes dieron atención a estos casos y clarificaron o ajustaron la información documentada. Sin embargo, debido a que algunos de los casos dependen de la concatenación y ejecución de diversos aspectos administrativos, técnicos y económicos, estos permanecerán sujetos a una revisión interanual como parte del ciclo correspondiente.

A continuación, se discuten estos casos.

IV.1. Campos con reclasificación de Reservas

Los volúmenes de hidrocarburos asociados a Campos que no cumplen o no han cumplido los criterios con los que se define a las Reservas, considerando los elementos establecidos en el PRMS, fueron reclasificados como Recursos Contingentes. Los Campos que fueron objeto de esta modificación, así como las motivantes relacionadas, se incluyen en la Tabla 2.

No.	Campo	Motivante
1	Camatl	Sin declaratoria de comercialidad (Art. 5 Lineamientos de Reservas)
2	Chamak	Sin declaratoria de comercialidad (Art. 5 Lineamientos de Reservas)
3	Doctus	Sin actividades relacionadas dentro de un periodo de tiempo previamente comprometido (Sección 2.1.2.3 del PRMS)
4	Kuun	Sin declaratoria de comercialidad (Art. 5 Lineamientos de Reservas)
5	Maximino	Sin actividades relacionadas dentro de un periodo de tiempo previamente comprometido (Sección 2.1.2.3 del PRMS)
6	Nab	Sin actividades relacionadas dentro de un periodo de tiempo previamente comprometido (Sección 2.1.2.3 del PRMS)

AUTORIZÓ
Firma de Francisco Castellanos Paez
Fecha de Sello Digital: 10/05/2022 03:05:27 p. m.
Sello Digital:
bEE92XPrdkhRamEn6Qx3yIQQ3SQ2uugc+JQyko/l1Uv80tv8BjXYN0GYOh5av07/sABrr666dICaVpVot/1i0rNPejcnqb96tIR+IhgrRXUWm5o02tuK150g9nYDP4SXioKy9r/JOi+JIGGfZwT6p7J12GiYo+2uEze0bYRtjmj5m+O3v/paqWD55qiaXkHQqheCURpUKPqEU3RyNy3YDs9FO894PZSu+VPpr+pKe1hIUh4BzScAGeKjkUgjYIo3YS4Fbpu7Za6SowTdRE3RtF4FzaiP5J/QriqdV8Me7tnTtPUqVGGboZbJ8ON5J/PycxvuAzObpvi4sLDo/vWtdg==

7	Niquita	Sin declaratoria de comercialidad (Art. 5 Lineamientos de Reservas)
8	Nobilis	Sin actividades relacionadas dentro de un periodo de tiempo previamente comprometido (Sección 2.1.2.3 del PRMS)
9	Pokche	Sin declaratoria de comercialidad (Art. 5 Lineamientos de Reservas)
10	Quesqui	Porción de volumen relacionada con la madurez técnica observada en un Plan de Desarrollo, con base en la Figura Legal que ampara su proceso de Extracción (Sección 2.1.2.1 del PRMS)
11	Racemosa	Sin declaratoria de comercialidad (Art. 5 Lineamientos de Reservas)
12	Saap	Sin declaratoria de comercialidad (Art. 5 Lineamientos de Reservas)
13	Tekuani	Sin declaratoria de comercialidad (Art. 5 Lineamientos de Reservas)
14	Tlakati	Sin declaratoria de comercialidad (Art. 5 Lineamientos de Reservas)
15	Tum	Sin declaratoria de comercialidad (Art. 5 Lineamientos de Reservas)
16	Tupilco Profundo	Sin declaratoria de comercialidad (Art. 5 Lineamientos de Reservas)
17	Valeriana	Sin declaratoria de comercialidad (Art. 5 Lineamientos de Reservas)
18	Xolotl	Sin declaratoria de comercialidad (Art. 5 Lineamientos de Reservas)

Tabla 2. Campos con reclasificación de recursos (Fuente: CNH).

Cabe señalar que, lo anterior se realiza sin menoscabo ni limitación al derecho que tiene cada Operador 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.

IV.2. Campos y actividades sujetas a revisión

A diferencia de las reclasificaciones listadas en la Tabla 2, de conformidad con lo que establece la Sección 2.1.2 del PRMS, se Consolidaron los volúmenes de las Reservas de aquellos Campos en los que los Operadores actualizaron su estrategia de Extracción sin modificar el Plan de Desarrollo. Por lo anterior, los Campos y actividades que permanecerán sujetos a revisión durante el Ciclo de Cuantificación correspondiente se señalan en la Tabla 3.

No.	Campo	Actividad	Causal	Revisión

AUTORIZÓ
Firma de Francisco Castellanos Paez
Fecha de Sello Digital: 10/05/2022 03:05:27 p. m.
Sello Digital:
bEE92XPrdkhRamEn6Qx3yIQQ3SQ2uugc+JQyko/l1Uv80tv8BjXYN0GYOh5av07/sABrr666dICaVpVot/1i0rNPejcnqb96tIR+IhgrRXUWm5o02tuK150g9nYDP4SXioKy9r/JOi+JIGGfZwT6p7J12GiYo+2uEze0bYRtjmj5m+O3v/paqWD55qiaXkHQqheCURpUKPqEU3RyNy3YDs9FO894PZSu+VPpr+pKe1hIUh4BzScAGeKjkUgjYIo3YS4Fbpu7Za6SowTdRE3RtF4FzaiP5J/QriqdV8Me7tnTtPUqVGGboZbJ8ON5J/PycxvuAzObpvi4sLDo/vWtdg==

1	Agave	Clasificación del yacimiento	Se reportan Reservas de aceite pese a que el Campo se reporta como de gas y condensado.	2023
2	Agua Fría	Estrategia de Extracción	La estrategia de desarrollo se desvía de la que fue declarada en el Plan de Desarrollo Vigente.	2023
3	Ayatsil	Inyección de agua	Estrategia de desarrollo se desvía de la del Plan de Desarrollo, con actividades fuera del polígono de Extracción, dentro de un área de Exploración (mismo Operador)	2023
4	Ché	Clasificación del yacimiento	Se reportan Reservas de aceite pese a que el Campo se reporta como de gas y condensado.	2023
5	Chiapas-Copanó	Clasificación del yacimiento	Se reportan Reservas de aceite pese a que el Campo se reporta como de gas y condensado.	2023
6	Cráter	Clasificación del yacimiento	Se reportan Reservas de aceite pese a que el Campo se reporta como de gas y condensado.	2023
7	Coapechaca	Estrategia de Extracción	La estrategia de desarrollo se desvía de la declarada en el Plan de Desarrollo Vigente.	2023
8	Corralillo	Estrategia de Extracción	La estrategia de desarrollo se desvía de la declarada en el Plan de Desarrollo Vigente.	2023
9	Etkal	Clasificación del yacimiento	Se reportan Reservas de aceite pese a que el Campo se reporta como de gas y condensado.	2023
10	Giraldas	Clasificación del yacimiento	Se reportan Reservas de aceite pese a que el Campo se reporta como de gas y condensado.	2023
11	Horcones	Discretización de volúmenes	Se reportan volúmenes de Reservas fuera de las Áreas asignadas al Operador.	2023

Tabla 3. Campos presentados en el Procedimiento de Reservas que cuentan con reclasificación de recursos *(Fuente: CNH)*.

No.	Campo	Actividad	Causal	Revisión
12	Itta	Inyección de agua	La estrategia de desarrollo se desvía de la que fue declarada en el Plan de Desarrollo Vigente.	2023
13	Ixachi	Clasificación del yacimiento	Se reportan Reservas de aceite pese a que el Campo se reporta como de gas y condensado.	2023
14	Juspí	Clasificación del yacimiento	Se reportan Reservas de aceite pese a que el Campo se reporta como de gas y condensado.	2023
15	Koban	Clasificación del yacimiento	Se reportan Reservas de aceite pese a que el Campo se reporta como de gas y condensado.	2023

AUTORIZÓ
Firma de Francisco Castellanos Paez
Fecha de Sello Digital: 10/05/2022 03:05:27 p. m.
Sello Digital:
bEE92XPrdkhRamEn6Qx3yIQQ3SQ2uugc+JQyko/l1Uv80tv8BjXYN0GYOh5av07/sABrr666dICaVpVot/1i0rNPejcnqb96tIR+IhgrRXUWm5o02tuK150g9nYDP4SXioKy9r/JOi+JIGGfZwT6p7J12GiYo+2uEze0bYRtjmj5m+O3v/paqWD55qiaXkHQqheCURpUKPqEU3RyNy3YDs9FO894PZSu+VPpr+pKe1hIUh4BzScAGeKjkUgjYIo3YS4Fbpu7Za6SowTdRE3RtF4FzaiP5J/QriqdV8Me7tnTtPUqVGGboZbJ8ON5J/PycxvuAzObpvi4sLDo/vWtdg==

16	Lum	Inyección de agua	La estrategia de desarrollo se desvía de la que fue declarada en el Plan de Desarrollo Vigente.	2023
17	Madrefil	Polígono de Extracción	El Polígono de Extracción Vigente para el Área de Asignación no corresponde con el del Procedimiento de Certificación.	2023
18	Maloob	Inyección de agua	La estrategia de desarrollo se desvía de la que fue declarada en el Plan de Desarrollo Vigente.	2023
19	May	Clasificación del yacimiento	Se reportan Reservas de aceite pese a que el Campo se reporta como de gas y condensado.	2023
20	Mulach	Perforación y Terminación de pozos	Los pozos de extracción pueden transgredir el Área de Extracción y ser terminados sobre una de Exploración (ambas del mismo Operador).	2023
21	Muspac	Clasificación del yacimiento	Se reportan Reservas de aceite pese a que el Campo se reporta como de gas y condensado.	2023
22	Nejo	Clasificación del yacimiento	Se reportan Reservas de aceite pese a que el Campo se reporta como de gas y condensado.	2023
23	Paché	Polígono de Extracción	El Polígono de Extracción Vigente para el Área de Asignación no corresponde con el del Procedimiento de Certificación.	2023
24	Quesqui	Clasificación del yacimiento	Se reportan Reservas de aceite pese a que el Campo se reporta como de gas y condensado.	2023
25	Tajín	Estrategia de Extracción	La estrategia de desarrollo se desvía de la que fue declarada en el Plan de Desarrollo Vigente.	2023
26	Tetl	Inyección de agua	La estrategia de desarrollo se desvía de la que fue declarada en el Plan de Desarrollo Vigente.	2023
27	Tizón	Clasificación del yacimiento	Se reportan Reservas de aceite pese a que el Campo se reporta como de gas y condensado.	2023
28	Tlamatini	Inyección de agua	La estrategia de desarrollo se desvía de la que fue declarada en el Plan de Desarrollo Vigente.	2023
29	Zaap	Inyección de agua	La estrategia de desarrollo se desvía de la que fue declarada en el Plan de Desarrollo Vigente.	2023

Tabla 3 (Continuación). Campos presentados en el Procedimiento de Reservas que cuentan con reclasificación de recursos (Fuente: CNH).

Por otro lado, se observó que los Campos de la Tabla 4 presentaron desviaciones en las actividades y Reservas documentadas en el Procedimiento de Reservas respecto de las que fueron aprobadas en el Plan de Desarrollo Vigente. Al respecto de esto último, se identificó como causal los criterios económicos

AUTORIZÓ
Firma de Francisco Castellanos Paez
Fecha de Sello Digital: 10/05/2022 03:05:27 p. m.
Sello Digital:
bEE92XPrdkhRamEn6Qx3yIQQ3SQ2uugc+JQyko/l1Uv80tv8BjXYN0GYOh5av07/sABrr666dICaVpVot/1i0rNPejcnqb96tIR+IhgrRXUWm5o02tuK150g9nYDP4SXioKy9r/JOi+JIGGfZwT6p7J12GiYo+2uEze0bYRtjmj5m+O3v/paqWD55qiaXkHQqheCURpUKPqEU3RyNy3YDs9FO894PZSu+VPpr+pKe1hIUh4BzScAGeKjkUgjYIo3YS4Fbpu7Za6SowTdRE3RtF4FzaiP5J/QriqdV8Me7tnTtPUqVGGboZbJ8ON5J/PycxvuAzObpvi4sLDo/vWtdg==

considerados por el OP para establecer la Evaluación de los proyectos. Por esta razón, dado que el Plan de Desarrollo se mantendría en los términos aprobados, a lo largo del Ciclo de Cuantificación de Reservas se presentará nuevamente la Certificación de las Reservas asociadas, ajustando las evaluaciones con los resultados de la nueva información e infraestructura disponible.

No.	Campo	Motivo de la revisión	Periodo de revisión
1	Bragado	Diferencias entre los volúmenes del Procedimiento de Reservas y el Plan de Desarrollo.	Ciclo de Certificación (2022-2024)
2	Chalupa	Diferencias entre los volúmenes del Procedimiento de Reservas y el Plan de Desarrollo.	Ciclo de Certificación (2022-2024)
3	Leyenda	Diferencias entre los volúmenes del Procedimiento de Reservas y el Plan de Desarrollo.	Ciclo de Certificación (2022-2024)
4	Carlos	Diferencias entre los volúmenes del Procedimiento de Reservas y el Plan de Desarrollo.	Ciclo de Certificación (2022-2024)
5	Picadillo	Diferencias entre los volúmenes del Procedimiento de Reservas y el Plan de Desarrollo.	Ciclo de Certificación (2022-2024)
6	Carlota	Diferencias entre los volúmenes del Procedimiento de Reservas y el Plan de Desarrollo.	Ciclo de Certificación (2022-2024)
7	Llano Blanco	Diferencias entre los volúmenes del Procedimiento de Reservas y el Plan de Desarrollo.	Ciclo de Certificación (2022-2024)

Tabla 4. Campos que presentarán nuevamente la Certificación de sus Reservas a lo largo del Ciclo por las diferencias entre el Plan de Desarrollo Vigente y los volúmenes documentados en el Procedimiento de Reservas (Fuente: CNH).

IV.3. Medición y reporte de los productos considerados

Como parte del Procedimiento de Reservas, se analizaron los productos reportados por los Operadores en cada Campo, identificando diferencias en los valores de los volúmenes producidos acumulados y las fases reportadas. En consecuencia, estas diferencias fueron ajustadas o justificadas, observado que su origen se debía a que el punto de medición referido en los reportes mensuales de producción no correspondía necesariamente con el de cuantificación de las Reservas; y que el condensado producido en yacimiento se reportaba como aceite en algunos Campos[4].

[4] Los casos donde se debe revisar la Clasificación del Yacimiento como parte del proceso interanual 2022-2023, debido a las diferencias entre las fases de los productos reportados en la Consolidación de Reservas, se incluyen en la Tabla 3.

AUTORIZÓ
Firma de Francisco Castellanos Paez
Fecha de Sello Digital: 10/05/2022 03:05:27 p. m.
Sello Digital:
bEE92XPrdkhRamEn6Qx3yIQQ3SQ2uugc+JQyko/l1Uv80tv8BjXYN0GYOh5av07/sABrr666dICaVpVot/1i0rNPejcnqb96tIR+IhgrRXUWm5o02tuK150g9nYDP4SXioKy9r/JOi+JIGGfZwT6p7J12GiYo+2uEze0bYRtjmj5m+O3v/paqWD55qiaXkHQqheCURpUKPqEU3RyNy3YDs9FO894PZSu+VPpr+pKe1hIUh4BzScAGeKjkUgjYIo3YS4Fbpu7Za6SowTdRE3RtF4FzaiP5J/QriqdV8Me7tnTtPUqVGGboZbJ8ON5J/PycxvuAzObpvi4sLDo/vWtdg==

Además, como parte de la evaluación de los proyectos, se observaron los precios de venta considerados por los Operadores para cada producto[5], mismos que se incluyen en las Figuras 3 a 5.

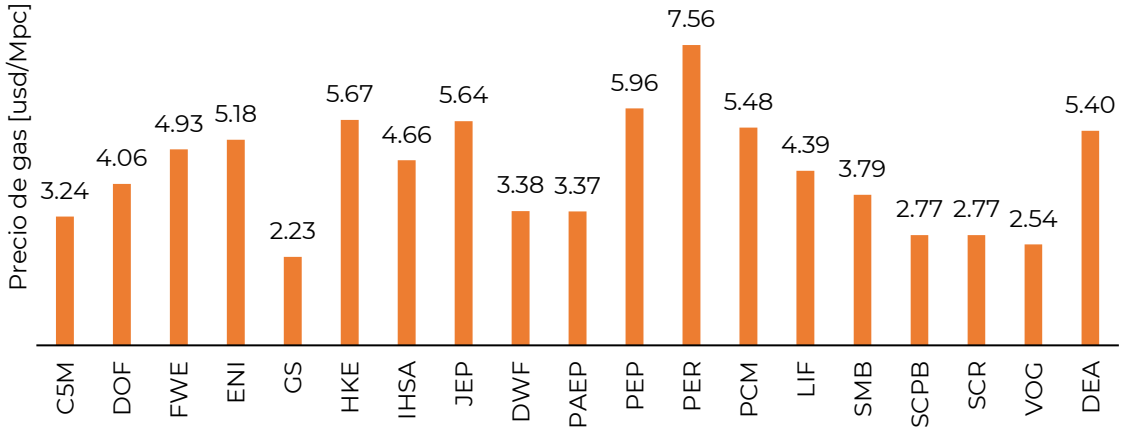


Figura 3. Precios promedio de venta por cada Operador para el gas, en dólares por cada mil pies cúbicos. El promedio nacional es de 4.37 usd/Mpc (Fuente: CNH con información de los Operadores).

[5] Los costos se evaluaron mediante un promedio aritmético de los valores considerados para los proyectos de cada Operador.

AUTORIZÓ
Firma de Francisco Castellanos Paez
Fecha de Sello Digital: 10/05/2022 03:05:27 p. m.
Sello Digital:
bEE92XPrdkhRamEn6Qx3yIQQ3SQ2uugc+JQyko/l1Uv80tv8BjXYN0GYOh5av07/sABrr666dICaVpVot/1i0rNPejcnqb96tIR+IhgrRXUWm5o02tuK150g9nYDP4SXioKy9r/JOi+JIGGfZwT6p7J12GiYo+2uEze0bYRtjmj5m+O3v/paqWD55qiaXkHQqheCURpUKPqEU3RyNy3YDs9FO894PZSu+VPpr+pKe1hIUh4BzScAGeKjkUgjYIo3YS4Fbpu7Za6SowTdRE3RtF4FzaiP5J/QriqdV8Me7tnTtPUqVGGboZbJ8ON5J/PycxvuAzObpvi4sLDo/vWtdg==

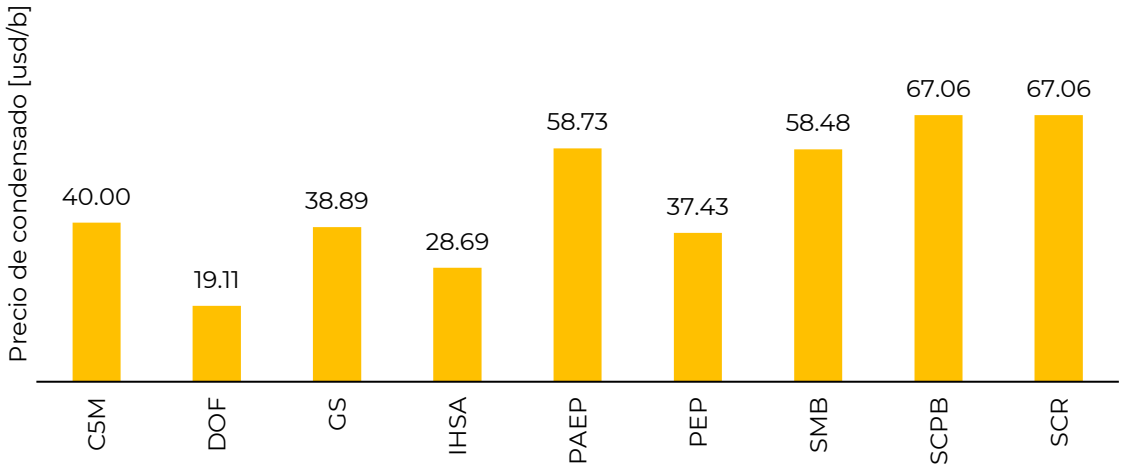


Figura 4. Precios promedio de venta por cada Operador para el condensado, en dólares por cada barril. El promedio nacional es de 46.16 usd/b (Fuente: CNH con información de los Operadores).

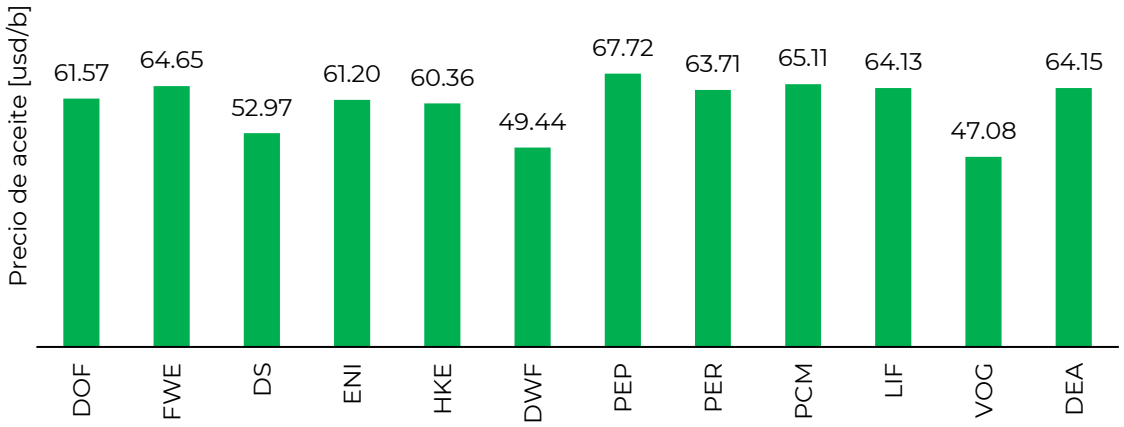


Figura 5. Precios promedio de venta por cada Operador para el aceite, en dólares por cada barril. El promedio nacional es de 60.17 usd/b (Fuente: CNH con información de los Operadores).

AUTORIZÓ
Firma de Francisco Castellanos Paez
Fecha de Sello Digital: 10/05/2022 03:05:27 p. m.
Sello Digital:
bEE92XPrdkhRamEn6Qx3yIQQ3SQ2uugc+JQyko/l1Uv80tv8BjXYN0GYOh5av07/sABrr666dICaVpVot/1i0rNPejcnqb96tIR+IhgrRXUWm5o02tuK150g9
nYDP4SXioKy9r/JOi+JIGGfZwT6p7J12GiYo+2uEze0bYRtjmj5m+O3v/paqWD55qiaXkHQqheCURpUKPqEU3RyNy3YDs9FO894PZSu+VPpr+pKe1hIUh
4BzScAGeKjkUgjYIo3YS4Fbpu7Za6SowTdRE3RtF4FzaiP5J/QriqdV8Me7tnTtPUqVGGboZbJ8ON5J/PycxvuAzObpvi4sLDo/vWtdg==

Por su parte, los costos por Reserva por unidad de barril de petróleo crudo equivalente, calculado al Límite Contractual para la Categoría 2P reportada en cada proyecto, se presentan por Operador en las Figuras 12 y 13.

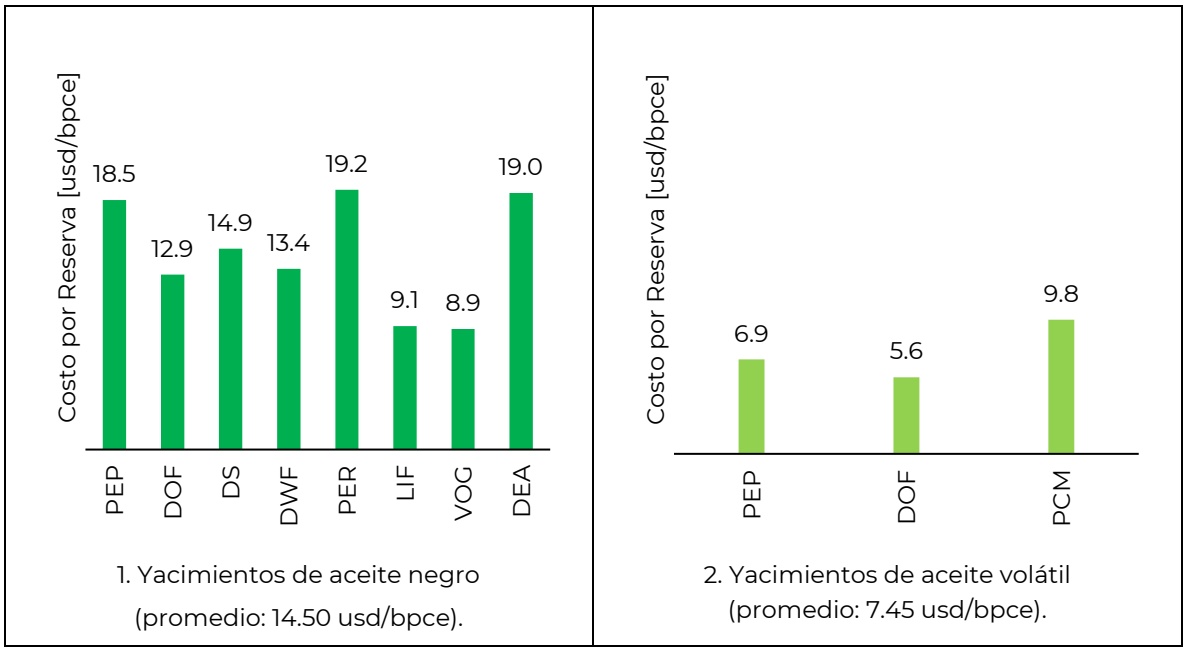
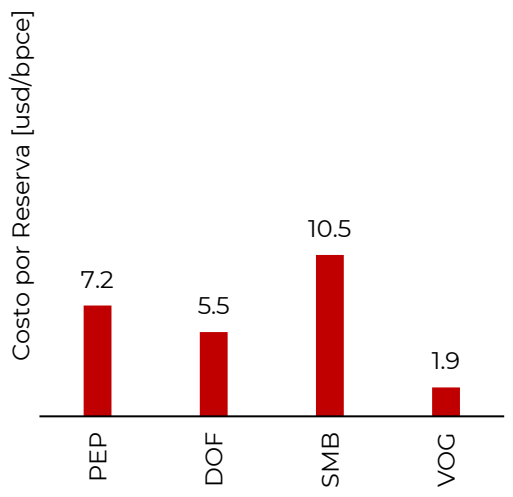
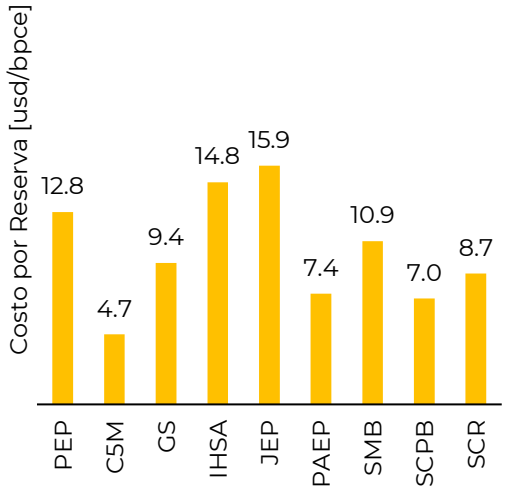


Figura 6. Costo por Reserva promedio para los proyectos terrestres, al Límite Contractual o de la Asignación, conforme a los fluidos producidos por cada Operador, en dólares por barril de petróleo crudo equivalente (Fuente: CNH con información de los Operadores).

AUTORIZÓ
Firma de Francisco Castellanos Paez
Fecha de Sello Digital: 10/05/2022 03:05:27 p. m.
Sello Digital:
bEE92XPrdkhRamEn6Qx3yIQQ3SQ2uugc+JQyko/l1Uv80tv8BjXYN0GYOh5av07/sABrr666dICaVpVot/1i0rNPejcnqb96tIR+IhgrRXUWm5o02tuK150g9nYDP4SXioKy9r/JOi+JIGGfZwT6p7J12GiYo+2uEze0bYRtjmj5m+O3v/paqWD55qiaXkHQqheCURpUKPqEU3RyNy3YDs9FO894PZSu+VPpr+pKe1hIUh4BzScAGeKjkUgjYIo3YS4Fbpu7Za6SowTdRE3RtF4FzaiP5J/QriqdV8Me7tnTtPUqVGGboZbJ8ON5J/PycxvuAzObpvi4sLDo/vWtdg==

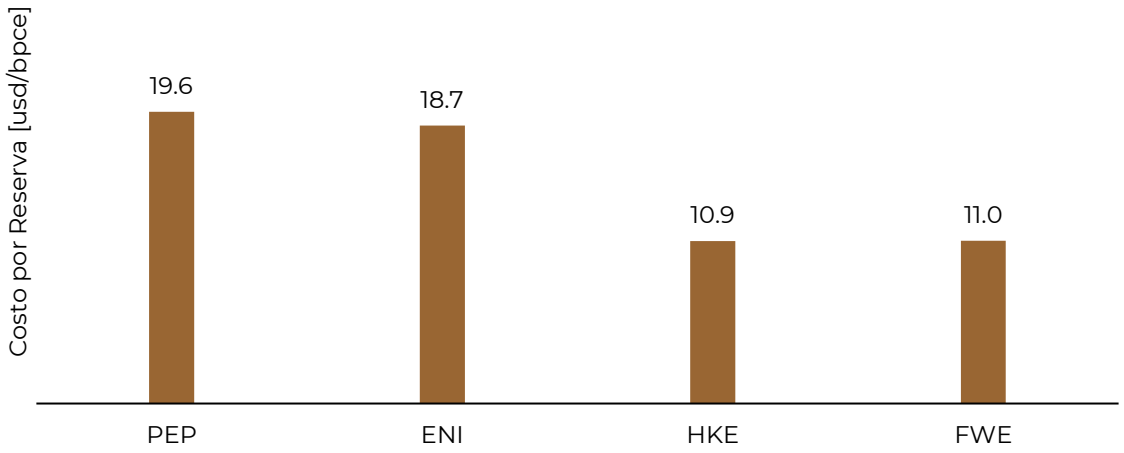


3. Yacimientos de gas y condensado (promedio: 6.25 usd/bpce).



4. Yacimientos de gas húmedo y seco (promedio: 10.17 usd/bpce).

Figura 6 (Continuación). Costo por Reserva promedio para los proyectos terrestres, al Límite Contractual o de la Asignación, conforme a los fluidos producidos por cada Operador, en dólares por barril de petróleo crudo equivalente (Fuente: CNH con información de los Operadores).



AUTORIZÓ
Firma de Francisco Castellanos Paez
Fecha de Sello Digital: 10/05/2022 03:05:27 p. m.
Sello Digital:
bEE92XPrdkhRamEn6Qx3yIQQ3SQ2uugc+JQyko/l1Uv80tv8BjXYN0GYOh5av07/sABrr666dICaVpVot/1i0rNPejcnqb96tIR+IhgrRXUWm5o02tuK150g9nYDP4SXioKy9r/JOi+JIGGfZwT6p7J12GiYo+2uEze0bYRtjmj5m+O3v/paqWD55qiaXkHQqheCURpUKPqEU3RyNy3YDs9FO894PZSu+VPpr+pKe1hIUh4BzScAGeKjkUgjYIo3YS4Fbpu7Za6SowTdRE3RtF4FzaiP5J/QriqdV8Me7tnTtPUqVGGboZbJ8ON5J/PycxvuAzObpvi4sLDo/vWtdg==

Figura 7. Costo por Reserva promedio para los proyectos marinos[6], al Límite Contractual o de la Asignación, por cada Operador, en dólares por barril de petróleo crudo equivalente. El valor promedio es de 15.06 usd/bpce (Fuente: CNH con información de los Operadores).

Finalmente, se observaron las cantidades consideradas para el aprovechamiento de gas[7] y los productos obtenidos de las Reservas, conforme a los Artículos 11 y 12 de los Lineamientos de Reservas, en las Disposiciones Técnicas para el Aprovechamiento del Gas Natural Asociado, en la Exploración y Extracción de Hidrocarburos, y las Secciones 3.2.1 y 3.2.2 del PRMS. De esta manera, se realizó un análisis de las relaciones de reserva de gas (Rp) y reserva de gas aprovechado (Rv) en cada Campo, normalizando sus valores para facilitar su comparación[8].

Además, para el análisis, se dividieron los proyectos por la clasificación de los fluidos de sus campos y, para PEMEX Exploración y Producción (PEP), se categorizaron por su notación administrativa. Como resultado del análisis indicado se presentan las Figuras[9] 8 y 9.

Derivado del análisis de las cantidades de gas aprovechado respecto de las Reservas documentadas, los Operadores ajustaron sus cifras conforme al balance realizado para las cantidades de venta y consumo de gas y los valores del encogimiento documentados en su Operación. Sin embargo, lo anterior permite observar que existen áreas de oportunidad para mejorar el aprovechamiento de las Reservasde gas de la Nación a través de programas orientados a mejorar la relación de gas aprovechado respecto del que es producido.

---

[6] Se incluyen tanto proyectos de producción de aceite como de gas en campos marinos.

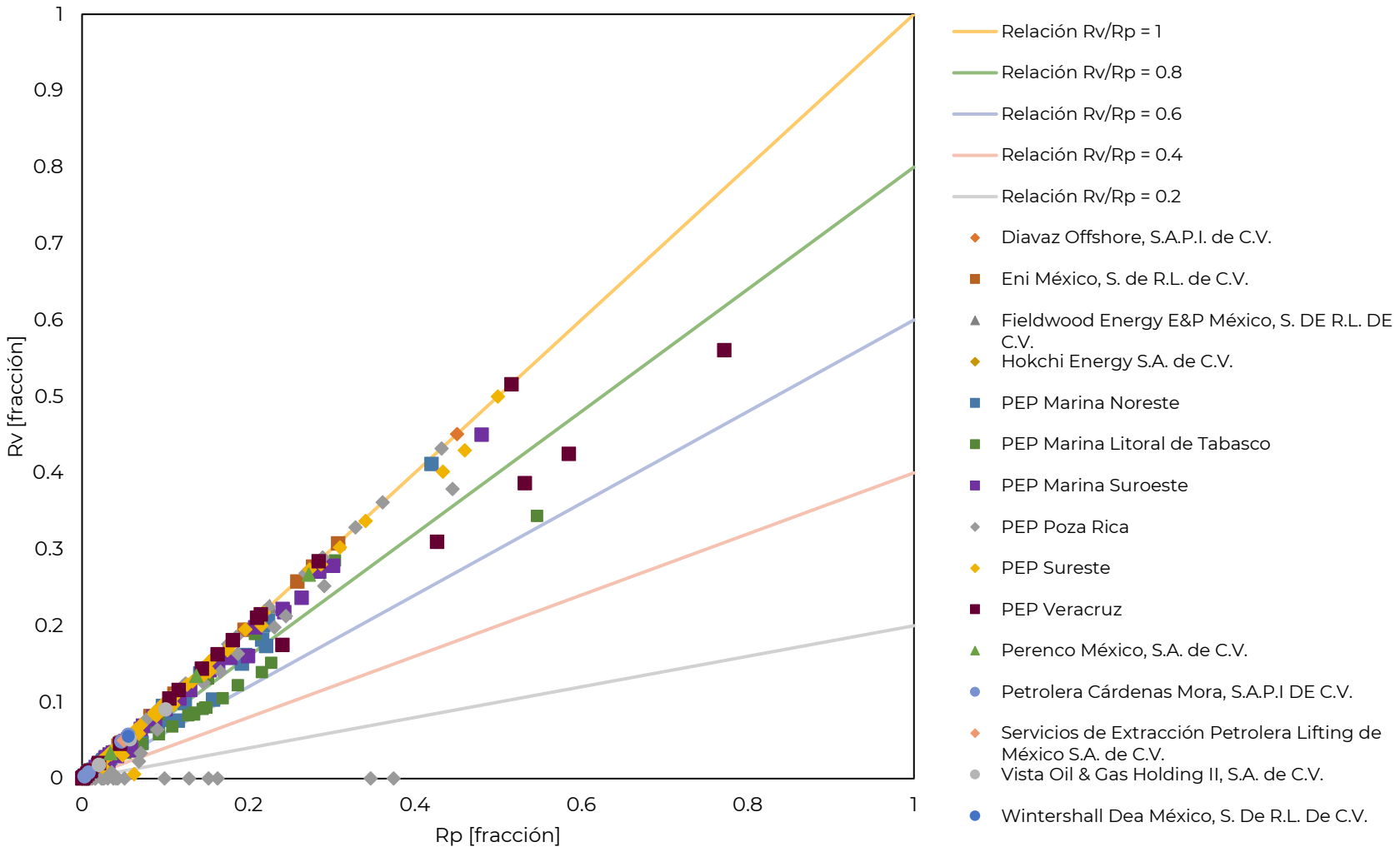
[7] Los valores presentados por los Operadores son indicativos, más no representan en su totalidad, el Aprovechamiento de Gas reportado para los Campos Productores.

[8] Los parámetros adimensionales utilizados para el análisis se definen como:

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

[9] Cabe precisar que, si bien el ejercicio se realizó para las categorías de reservas 1P, 2P y 3P; únicamente se presentan los gráficos relacionados con la 1P, por motivos de visualización y representatividad operativa actual.

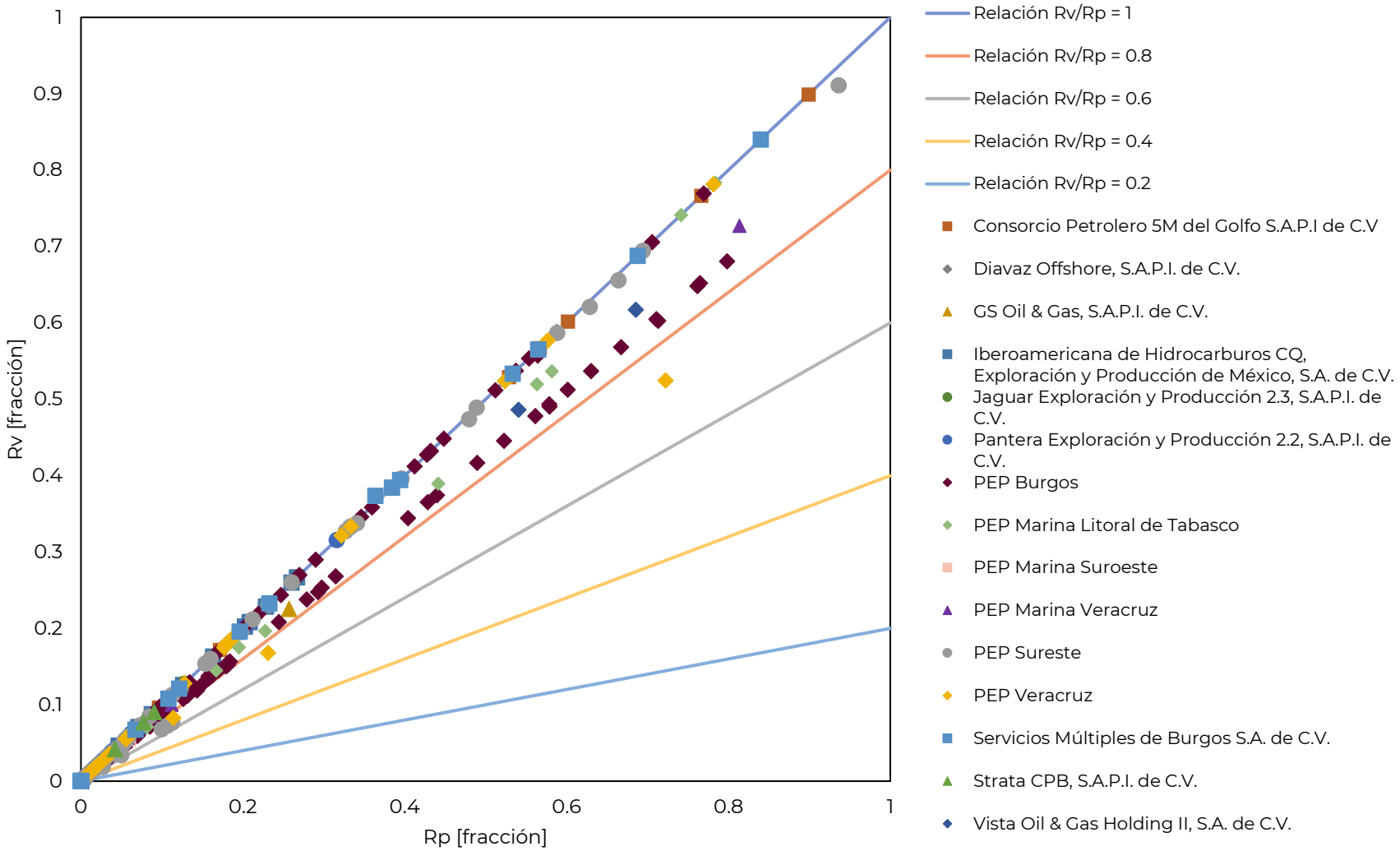
AUTORIZÓ
Firma de Francisco Castellanos Paez
Fecha de Sello Digital: 10/05/2022 03:05:27 p. m.
Sello Digital:
bEE92XPrdkhRamEn6Qx3yIQQ3SQ2uugc+JQyko/l1Uv80tv8BjXYN0GYOh5av07/sABrr666dICaVpVot/1i0rNPejcnqb96tIR+IhgrRXUWm5o02tuK150g9nYDP4SXioKy9r/JOi+JIGGfZwT6p7J12GiYo+2uEze0bYRtjmj5m+O3v/paqWD55qiaXkHQqheCURpUKPqEU3RyNy3YDs9FO894PZSu+VPpr+pKe1hIUh4BzScAGeKjkUgjYIo3YS4Fbpu7Za6SowTdRE3RtF4FzaiP5J/QriqdV8Me7tnTtPUqVGGboZbJ8ON5J/PycxvuAzObpvi4sLDo/vWtdg==



AUTORIZÓ
Firma de Francisco Castellanos Paez
Fecha de Sello Digital: 10/05/2022 03:05:27 p. m.
Sello Digital:
bEE92XPrdkhRamEn6Qx3yIQQ3SQ2uugc+JQyko/l1Uv80tv8BjXYN0GYOh5av07/sABrr666dICaVpVot/1i0rNPejcnqb96tIR+IhgrRXUWm5o02tuK150g9nYDP4SXioKy9r/JOi+JIGGfZwT6p7J12GiYo+2uEze0bYRtjmj5m+O3v/p
aqWD55qiaXkHQqheCURpUKPqEU3RyNy3YDs9FO894PZSu+VPpr+pKe1hIUh4BzScAGeKjkUgjYIo3YS4Fbpu7Za6SowTdRE3RtF4FzaiP5J/QriqdV8Me7tnTtPUqVGGboZbJ8ON5J/PycxvuAzObpvi4sLDo/vWtdg==

Figura 8. Relación de gas a venta y consumido dentro de la Categoría 1P en los Campos con producción de gas asociado, respecto del considerado en los volúmenes de Reservas al 1 de enero de 2021 (Fuente: CNH con información de los Operadores).

AUTORIZÓ
Firma de Francisco Castellanos Paez
Fecha de Sello Digital: 10/05/2022 03:05:27 p. m.
Sello Digital:
bEE92XPrdkhRamEn6Qx3yIQQ3SQ2uugc+JQyko/l1Uv80tv8BjXYN0GYOh5av07/sABrr666dICaVpVot/1i0rNPejcnqb96tIR+IhgrRXUWm5o02tuK150g9nYDP4SXioKy9r/JOi+JIGGfZwT6p7J12GiYo+2uEze0bYRtjmj5m+O3v/p
aqWD55qiaXkHQqheCURpUKPqEU3RyNy3YDs9FO894PZSu+VPpr+pKe1hIUh4BzScAGeKjkUgjYIo3YS4Fbpu7Za6SowTdRE3RtF4FzaiP5J/QriqdV8Me7tnTtPUqVGGboZbJ8ON5J/PycxvuAzObpvi4sLDo/vWtdg==



AUTORIZÓ
Firma de Francisco Castellanos Paez
Fecha de Sello Digital: 10/05/2022 03:05:27 p. m.
Sello Digital:
bEE92XPrdkhRamEn6Qx3yIQQ3SQ2uugc+JQyko/l1Uv80tv8BjXYN0GYOh5av07/sABrr666dICaVpVot/1i0rNPejcnqb96tIR+IhgrRXUWm5o02tuK150g9nYDP4SXioKy9r/JOi+JIGGfZwT6p7J12GiYo+2uEze0bYRtjmj5m+O3v/paqWD55qiaXkHQqheCURpUKPqEU3RyNy3YDs9FO894PZSu+VPpr+pKe1hIUh4BzScAGeKjkUgjYIo3YS4Fbpu7Za6SowTdRE3RtF4FzaiP5J/QriqdV8Me7tnTtPUqVGGboZbJ8ON5J/PycxvuAzObpvi4sLDo/vWtdg==

Figura 9. Relación de gas a venta y consumido dentro de la Categoría 1P en los Campos con producción de gas no asociado, respecto del considerado en los volúmenes de Reservas al 1 de enero de 2021 (Fuente: CNH con información de los Operadores).

AUTORIZÓ
Firma de Francisco Castellanos Paez
Fecha de Sello Digital: 10/05/2022 03:05:27 p. m.
Sello Digital:
bEE92XPrdkhRamEn6Qx3yIQQ3SQ2uugc+JQyko/l1Uv80tv8BjXYN0GYOh5av07/sABrr666dICaVpVot/1i0rNPejcnqb96tIR+IhgrRXUWm5o02tuK150g9nYDP4SXioKy9r/JOi+JIGGfZwT6p7J12GiYo+2uEze0bYRtjmj5m+O3v/p
aqWD55qiaXkHQqheCURpUKPqEU3RyNy3YDs9FO894PZSu+VPpr+pKe1hIUh4BzScAGeKjkUgjYIo3YS4Fbpu7Za6SowTdRE3RtF4FzaiP5J/QriqdV8Me7tnTtPUqVGGboZbJ8ON5J/PycxvuAzObpvi4sLDo/vWtdg==

IV.4. Evaluación Económica

Como parte del análisis económico efectuado a los proyectos petroleros asociados a las Reservas, en primera instancia, se verificó que la información relativa a los precios, perfiles de producción y costos, gastos e inversiones[10], se presentara de conformidad con lo establecido en los Lineamientos de Reservas y/o las mejores prácticas de la industria observadas en el PRMS. Además, se corroboró que las actividades de extracción de hidrocarburos, los precios y volúmenes a recuperar planeados por los Operadores para la certificación de Reservas, se desarrollaran bajo condiciones económicamente viables[11].

De esta manera, en consistencia con los volúmenes de hidrocarburos recuperables por categoría, así como el precio de venta asociado a estos, se cuantificó el valor monetario alcanzable de las Reservas. De forma que, los costos, gastos e inversiones asociados al presente Procedimiento oscilan entre $123 y $352 miles de millones de dólares (MMMusd) conforme a la categoría y sus actividades de extracción requeridas; mientras que, el valor de los hidrocarburos se estima entre $428 y $1,191 MMMusd. La distribución de los montos se detalla en la Figura 10.

[10] Las inversiones asociadas a los volúmenes de Reservas contemplan, entre otros, las erogaciones a ejercer como parte de las actividades en la perforación y terminación de pozos, reparaciones mayores, recuperación secundaria y/o mejorada, infraestructura y abandono; además, los costos de operación fijos y variables de los proyectos complementan los montos que se estima requerirá el desarrollo de cada categoría de Reserva.

[11] La viabilidad económica de un proyecto se constituye tanto de variables endógenas, como pueden ser los volúmenes y factores de recuperación técnicamente viables, como de factores exógenos, aquellos en función de las condiciones de la industria que existen al momento de la certificación y que actúan como punto de partida para la estimación de variables futuras.

AUTORIZÓ
Firma de Francisco Castellanos Paez
Fecha de Sello Digital: 10/05/2022 03:05:27 p. m.
Sello Digital:
bEE92XPrdkhRamEn6Qx3yIQQ3SQ2uugc+JQyko/l1Uv80tv8BjXYN0GYOh5av07/sABrr666dICaVpVot/1i0rNPejcnqb96tIR+IhgrRXUWm5o02tuK150g9nYDP4SXioKy9r/JOi+JIGGfZwT6p7J12GiYo+2uEze0bYRtjmj5m+O3v/paqWD55qiaXkHQqheCURpUKPqEU3RyNy3YDs9FO894PZSu+VPpr+pKe1hIUh4BzScAGeKjkUgjYIo3YS4Fbpu7Za6SowTdRE3RtF4FzaiP5J/QriqdV8Me7tnTtPUqVGGboZbJ8ON5J/PycxvuAzObpvi4sLDo/vWtdg==

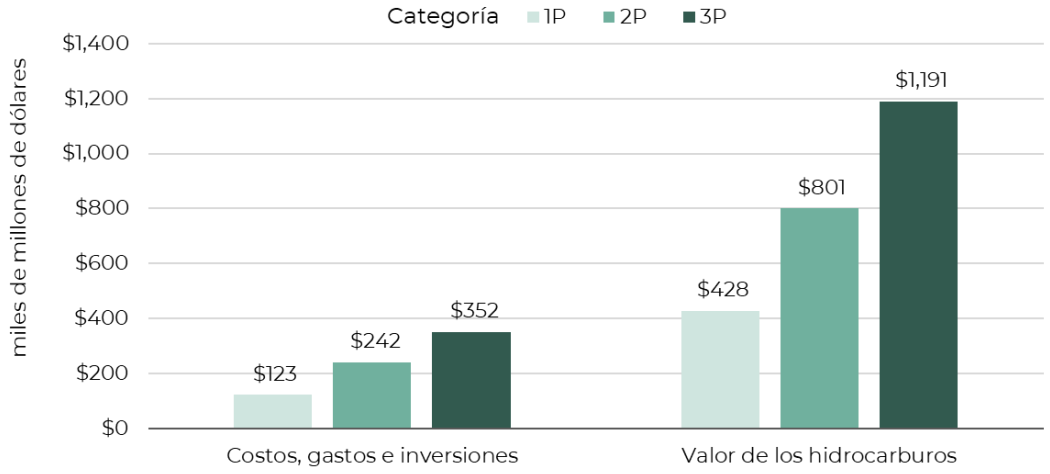
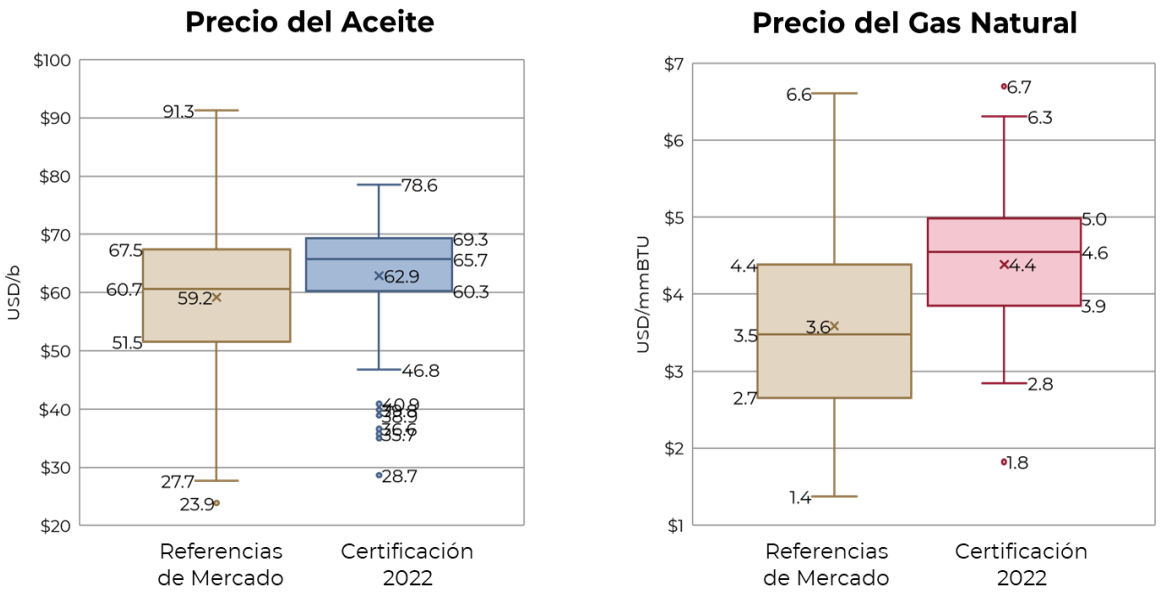


Figura 10. Montos asociados a las Reservas declaradas al 1 de enero de 2022 (Fuente: CNH con información de los Operadores).

Derivado de lo anterior, y de conformidad con lo establecido en los Lineamientos y mejores prácticas de la industria, se verificó que los precios de los hidrocarburos considerados durante el proceso de certificación reflejasen las condiciones de mercado actuales y fuesen consistentes con la calidad de los hidrocarburos esperados en cada proyecto. La Figura 11 muestra los precios del aceite (petróleo y condensados) y gas natural considerados por los Operadores para el proceso de certificación de Reservas 2022 así como las referencias de mercado observadas durante 2021 en México.

AUTORIZÓ
Firma de Francisco Castellanos Paez
Fecha de Sello Digital: 10/05/2022 03:05:27 p. m.
Sello Digital:
bEE92XPrdkhRamEn6Qx3yIQQ3SQ2uugc+JQyko/l1Uv80tv8BjXYN0GYOh5av07/sABrr666dICaVpVot/1i0rNPejcnqb96tIR+IhgrRXUWm5o02tuK150g9nYDP4SXioKy9r/JOi+JIGGfZwT6p7J12GiYo+2uEze0bYRtjmj5m+O3v/paqWD55qiaXkHQqheCURpUKPqEU3RyNy3YDs9FO894PZSu+VPpr+pKe1hIUh4BzScAGeKjkUgjYIo3YS4Fbpu7Za6SowTdRE3RtF4FzaiP5J/QriqdV8Me7tnTtPUqVGGboZbJ8ON5J/PycxvuAzObpvi4sLDo/vWtdg==



Nota: Unidades en dólares por barril (usd/b) y dólares por millón de BTU (usd/MMBTU)

Figura 11. Referencias de mercado 2021[12] *y precios considerados en el proceso de certificación de Reserva 2022 (Fuente: CNH con información de la industria y los Operadores).*

La distribución de los precios de los hidrocarburos que se muestran en la Figura 11 exhiben un comportamiento donde los precios considerados para la presente certificación se encuentran en rango con lo observado en el mercado mexicano durante el año pasado. Asimismo, los indicadores de tendencia central (tanto promedio como P50) de los precios de aceite y gas natural, reflejan escenarios crecientes en lo que refiere a los precios futuros esperados respecto al año 2021.

Finalmente, la viabilidad económica de los proyectos asociados a las Reservas se consolidó mediante la revisión de los flujos de efectivo netos y descontados a una tasa de 10% para los hidrocarburos que se espera extraer, el precio de venta asociado a estos y los costos gastos e inversiones estimados a ejercer para cada categoría a certificar por campo de los Operadores.

[12] Las referencias de mercado para el precio del aceite son la Mezcla Mexicana de Exportación (MME) y los Precios contractuales del petróleo y condensados publicados por el Fondo Mexicano del Petróleo (FMP) para 2021; mientras que, para el gas natural, se consideran los Precios contractuales del FMP y el Índice de Referencia de Precios de Gas Natural (IPGN) publicado por la CRE para 2021 donde se excluye el mes de febrero por los valores atípicos derivados de la afectación del vórtice polar Uri en el sur de los Estados Unidos.

AUTORIZÓ
Firma de Francisco Castellanos Paez
Fecha de Sello Digital: 10/05/2022 03:05:27 p. m.
Sello Digital:
bEE92XPrdkhRamEn6Qx3yIQQ3SQ2uugc+JQyko/l1Uv80tv8BjXYN0GYOh5av07/sABrr666dICaVpVot/1i0rNPejcnqb96tIR+IhgrRXUWm5o02tuK150g9nYDP4SXioKy9r/JOi+JIGGfZwT6p7J12GiYo+2uEze0bYRtjmj5m+O3v/paqWD55qiaXkHQqheCURpUKPqEU3RyNy3YDs9FO894PZSu+VPpr+pKe1hIUh4BzScAGeKjkUgjYIo3YS4Fbpu7Za6SowTdRE3RtF4FzaiP5J/QriqdV8Me7tnTtPUqVGGboZbJ8ON5J/PycxvuAzObpvi4sLDo/vWtdg==

V. Revisión de los informes de Certificación de Reservas

Los campos documentados para la Certificación de Reservas por cada Operador al 1 de enero de 2022, incluyendo las evaluaciones de los Terceros Independientes.

De esta manera, como parte de la revisión a la información remitida por los Operadores, de conformidad con los Artículos 10, 23, 24 y 25 de los Lineamientos de Reservas, la Comisión revisó la consistencia documental, técnica y económica de las cifras presentadas para la Consolidación Nacional, identificando aquellos casos en los que existieron diferencias entre las cifras reportadas por los Regulados, para su revisión conforme a lo que establecen dichos Lineamientos.

De dicha revisión, se identificó que 124 Campos sobrepasaron los criterios de revisión especificados en el artículo 23 de los Lineamientos de Reservas. Estos casos fueron revisados en Reuniones de Trabajo, organizadas por la Comisión con los Regulados; en ellas, se presentaron los elementos técnicos y económicos con los que se justificaron y categorizaron las diferencias entre los valores de las Reservas estimadas por los Regulados.

La categorización de las diferencias técnicas identificadas se realizó con base en los siguientes rubros:

A. Diferencias en la estimación del Volumen Original.
B. Diferencias en los métodos de estimación empleados.
C. Criterios técnicos y de ajuste distintos para un mismo método de estimación.
D. Diferencias entre los pronósticos por el comportamiento de los yacimientos.
E. Diferencias en las premisas económicas.
F. Premisas diferentes en la estrategia de extracción.
G. Distinta categorización de las Reservas.
H. Otros.

Asimismo, la cuantificación de los volúmenes asociados a cada uno de estos se presenta, en valores absolutos, en la Figura 12.

AUTORIZÓ
Firma de Francisco Castellanos Paez
Fecha de Sello Digital: 10/05/2022 03:05:27 p. m.
Sello Digital:
bEE92XPrdkhRamEn6Qx3yIQQ3SQ2uugc+JQyko/l1Uv80tv8BjXYN0GYOh5av07/sABrr666dICaVpVot/1i0rNPejcnqb96tIR+IhgrRXUWm5o02tuK150g9
nYDP4SXioKy9r/JOi+JIGGfZwT6p7J12GiYo+2uEze0bYRtjmj5m+O3v/paqWD55qiaXkHQqheCURpUKPqEU3RyNy3YDs9FO894PZSu+VPpr+pKe1hIUh
4BzScAGeKjkUgjYIo3YS4Fbpu7Za6SowTdRE3RtF4FzaiP5J/QriqdV8Me7tnTtPUqVGGboZbJ8ON5J/PycxvuAzObpvi4sLDo/vWtdg==

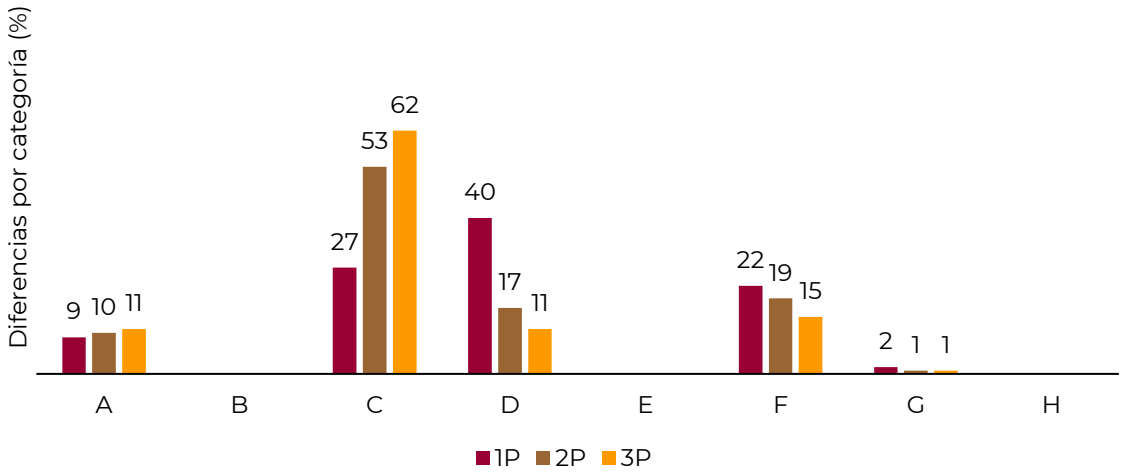


Figura 12. Porcentaje de las diferencias absolutas entre las estimaciones de los Regulados respecto del valor al Límite Económico (Fuente: CNH).

VI. Consolidación de las Reservas de la Nación

Las cifras consolidadas al 1 enero de 2022 para las Reservas 1P, 2P y 3P de los productos aceite, gas, condensado y Petróleo Crudo Equivalente se muestra en la Tabla 5.

Categoría	Aceite	Gas	Condensado	PCE
	MMb	MMMpc	MMb	MMb
Total 1P	6,058.7	10,781.0	29.9	8,014.4
Total 2P	11,219.6	21,460.1	49.4	15,023.8
Total 3P	16,688.1	31,014.8	63.0	22,160.8

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

Tabla 5. Reservas de Hidrocarburos Nacional al 1 de enero de 2022 (Fuente: CNH con datos de los Operadores).

AUTORIZÓ
Firma de Francisco Castellanos Paez
Fecha de Sello Digital: 10/05/2022 03:05:27 p. m.
Sello Digital:
bEE92XPrdkhRamEn6Qx3yIQQ3SQ2uugc+JQyko/l1Uv80tv8BjXYN0GYOh5av07/sABrr666dICaVpVot/1i0rNPejcnqb96tIR+IhgrRXUWm5o02tuK150g9nYDP4SXioKy9r/JOi+JIGGfZwT6p7J12GiYo+2uEze0bYRtjmj5m+O3v/paqWD55qiaXkHQqheCURpUKPqEU3RyNy3YDs9FO894PZSu+VPpr+pKe1hIUh4BzScAGeKjkUgjYIo3YS4Fbpu7Za6SowTdRE3RtF4FzaiP5J/QriqdV8Me7tnTtPUqVGGboZbJ8ON5J/PycxvuAzObpvi4sLDo/vWtdg==

Por su parte, la tipificación de estas Reservas, de acuerdo con la naturaleza[13] de los derechos de extracción de cada Campo, se indica en la Tabla 6.

Categoría	Reservas 1P (%)			Reservas 2P (%)			Reservas 3P (%)		
Concepto	Aceite	Gas	PCE	Aceite	Gas	PCE	Aceite	Gas	PCE
Asignaciones	83.8	87.7	84.6	81.0	86.7	82.2	80.6	85.1	81.5
Licencia	1.4	3.1	1.9	1.7	2.9	2.0	1.5	2.8	1.9
Producción compartida	14.3	6.7	12.5	14.5	6.4	12.6	12.4	5.9	10.9
No Asignado	0.5	2.5	1.0	2.8	4.1	3.2	5.5	6.2	5.7
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 6. Distribución de las Reservas Nacionales al 1 de enero de 2022 (Fuente: CNH con datos de los Operadores).

VI.1 Balance de Reservas

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

- Descubrimiento: Descubrimientos Comerciales que se clasificaron como Reservas.
- Delimitación: Variaciones por motivo de actividades mediante las que se establecen (o reestablecen) los límites de un yacimiento.
- Desarrollo: Actividad que incrementa o disminuye Reservas por el análisis de actividades relacionadas con la perforación de pozos de desarrollo.
- Revisión: Cambios por el análisis de información geológica, geofísica, de operación, del comportamiento de los Yacimientos; nueva o actualizada, y la modificación en los precios de los Hidrocarburos y costos de extracción.

[13] El rubro de Asignaciones agrupa a todas las que cuentan con actividades de Extracción Consolidadas en el presente Reporte, siendo distribuidas como:

1. Asignaciones (A y AE): 285.
2. Asignaciones de Resguardo (AR): 28.

Finalmente, los Campos que no se encuentran asignadas son aquellas cuyos derechos no han sido otorgados a un Operador y se contabilizan en favor del Estado Mexicano.

AUTORIZÓ
Firma de Francisco Castellanos Paez
Fecha de Sello Digital: 10/05/2022 03:05:27 p. m.
Sello Digital:
bEE92XPrdkhRamEn6Qx3yIQQ3SQ2uugc+JQyko/l1Uv80tv8BjXYN0GYOh5av07/sABrr666dICaVpVot/1i0rNPejcnqb96tIR+IhgrRXUWm5o02tuK150g9nYDP4SXioKy9r/JOi+JIGGfZwT6p7J12GiYo+2uEze0bYRtjmj5m+O3v/paqWD55qiaXkHQqheCURpUKPqEU3RyNy3YDs9FO894PZSu+VPpr+pKe1hIUh4BzScAGeKjkUgjYIo3YS4Fbpu7Za6SowTdRE3RtF4FzaiP5J/QriqdV8Me7tnTtPUqVGGboZbJ8ON5J/PycxvuAzObpvi4sLDo/vWtdg==

- Producción del Periodo[14]: Volumen de Hidrocarburos producidos durante el Año de Evaluación.

Los valores de estos rubros para el presente ejercicio se presentan en las Figuras 13 a 15, en millones de barriles de petróleo crudo equivalente (MMbpce).

[14] La producción del periodo considerada en los Balances de la Nación es aquella relativa a los Campos con Reservas Consolidadas, mientras que la de los que no cuentan con Reservas se documenta en las bases oficiales como parte del registro de su vaciamiento.

AUTORIZÓ
Firma de Francisco Castellanos Paez
Fecha de Sello Digital: 10/05/2022 03:05:27 p. m.
Sello Digital:
bEE92XPrdkhRamEn6Qx3yIQQ3SQ2uugc+JQyko/l1Uv80tv8BjXYN0GYOh5av07/sABrr666dICaVpVot/1i0rNPejcnqb96tIR+IhgrRXUWm5o02tuK150g9nYDP4SXioKy9r/JOi+JIGGfZwT6p7J12GiYo+2uEze0bYRtjmj5m+O3v/paqWD55qiaXkHQqheCURpUKPqEU3RyNy3YDs9FO894PZSu+VPpr+pKe1hIUh4BzScAGeKjkUgjYIo3YS4Fbpu7Za6SowTdRE3RtF4FzaiP5J/QriqdV8Me7tnTtPUqVGGboZbJ8ON5J/PycxvuAzObpvi4sLDo/vWtdg==

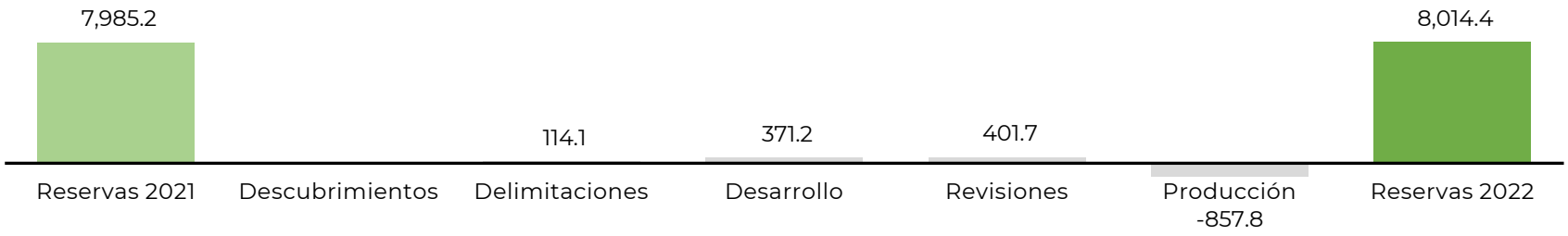


Figura 13. Balance de Reservas 1P al 1 de enero de 2022, en millones de barriles de petróleo crudo equivalente (Fuente: CNH con datos de los Operadores).

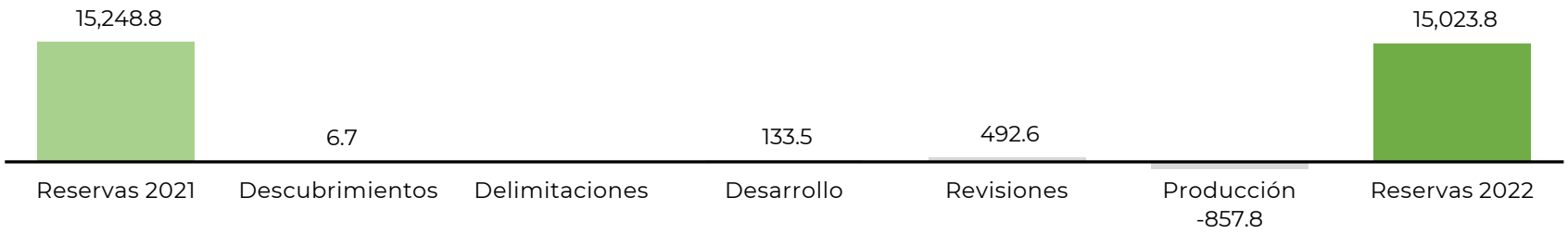


Figura 14. Balance de Reservas 2P al 1 de enero de 2022, en millones de barriles de petróleo crudo equivalente (Fuente: CNH con datos de los Operadores).

AUTORIZÓ
Firma de Francisco Castellanos Paez
Fecha de Sello Digital: 10/05/2022 03:05:27 p. m.
Sello Digital:
bEE92XPrdkhRamEn6Qx3yIQQ3SQ2uugc+JQyko/l1Uv80tv8BjXYN0GYOh5av07/sABrr666dICaVpVot/1i0rNPejcnqb96tIR+IhgrRXUWm5o02tuK150g9nYDP4SXioKy9r/JOi+JIGGfZwT6p7J12GiYo+2uEze0bYRtjmj5m+O3v/p
aqWD55qiaXkHQqheCURpUKPqEU3RyNy3YDs9FO894PZSu+VPpr+pKe1hIUh4BzScAGeKjkUgjYIo3YS4Fbpu7Za6SowTdRE3RtF4FzaiP5J/QriqdV8Me7tnTtPUqVGGboZbJ8ON5J/PycxvuAzObpvi4sLDo/vWtdg==

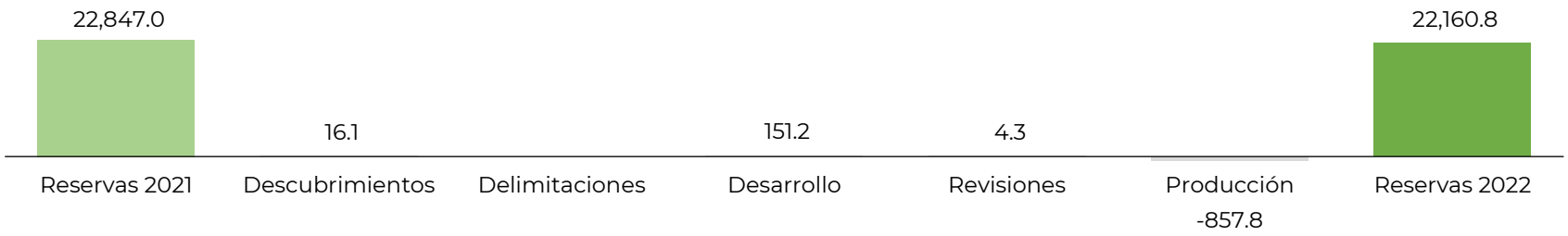


Figura 15. Balance de Reservas 3P al 1 de enero de 2022, en millones de barriles de petróleo crudo equivalente (Fuente: CNH con datos de los Operadores).

AUTORIZÓ
Firma de Francisco Castellanos Paez
Fecha de Sello Digital: 10/05/2022 03:05:27 p. m.
Sello Digital:
bEE92XPrdkhRamEn6Qx3yIQQ3SQ2uugc+JQyko/l1Uv80tv8BjXYN0GYOh5av07/sABrr666dICaVpVot/1i0rNPejcnqb96tIR+IhgrRXUWm5o02tuK150g9nYDP4SXioKy9r/JOi+JIGGfZwT6p7J12GiYo+2uEze0bYRtjmj5m+O3v/p
aqWD55qiaXkHQqheCURpUKPqEU3RyNy3YDs9FO894PZSu+VPpr+pKe1hIUh4BzScAGeKjkUgjYIo3YS4Fbpu7Za6SowTdRE3RtF4FzaiP5J/QriqdV8Me7tnTtPUqVGGboZbJ8ON5J/PycxvuAzObpvi4sLDo/vWtdg==

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

1. El pozo Copali-1 incorporó volúmenes en las categorías 2P y 3P, del orden de 6.7 MMbpce y 16.1 MMbpce, respectivamente.
2. Las actividades de perforación para delimitar el Campo Quesqui implican la recategorización de Reservas 1P de cerca de 114.1 MMbpce.
3. La reserva 3P de los siguientes Campos incrementó por concepto de Desarrollo:
    - 90.4 MMbpce en el Campo Madrefil.
    - 19.9 MMbpce en el Campo Itta.
    - 17.6 MMbpce en el Campo Sini.
    - 14.5 MMbpce en el Campo Tlamatini.
4. Los volúmenes de la Reserva 3P de los siguientes Campos se redujo por motivo de Desarrollo:
    - 15.9 MMbpce en el Campo Uchbal.
    - 11.5 MMbpce en el Campo Manik NW.
    - 12.3 MMbpce en el Campo Xanab.
5. Los volúmenes de los siguientes Campos incrementaron por motivo de Revisiones:
    - 48.9 MMbpce en el Campo Amoca.
    - 78.0 MMbpce en el Campo Ichalkil.
    - 54.7 MMbpce en el Campo Ku.
    - 53.6 MMbpce en el Campo Tamaulipas Constituciones.

VI.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 16 a 18. 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.

AUTORIZÓ
Firma de Francisco Castellanos Paez
Fecha de Sello Digital: 10/05/2022 03:05:27 p. m.
Sello Digital:
bEE92XPrdkhRamEn6Qx3yIQQ3SQ2uugc+JQyko/l1Uv80tv8BjXYN0GYOh5av07/sABrr666dICaVpVot/1i0rNPejcnqb96tIR+IhgrRXUWm5o02tuK150g9
nYDP4SXioKy9r/JOi+JIGGfZwT6p7J12GiYo+2uEze0bYRtjmj5m+O3v/paqWD55qiaXkHQqheCURpUKPqEU3RyNy3YDs9FO894PZSu+VPpr+pKe1hIUh
4BzScAGeKjkUgjYIo3YS4Fbpu7Za6SowTdRE3RtF4FzaiP5J/QriqdV8Me7tnTtPUqVGGboZbJ8ON5J/PycxvuAzObpvi4sLDo/vWtdg==

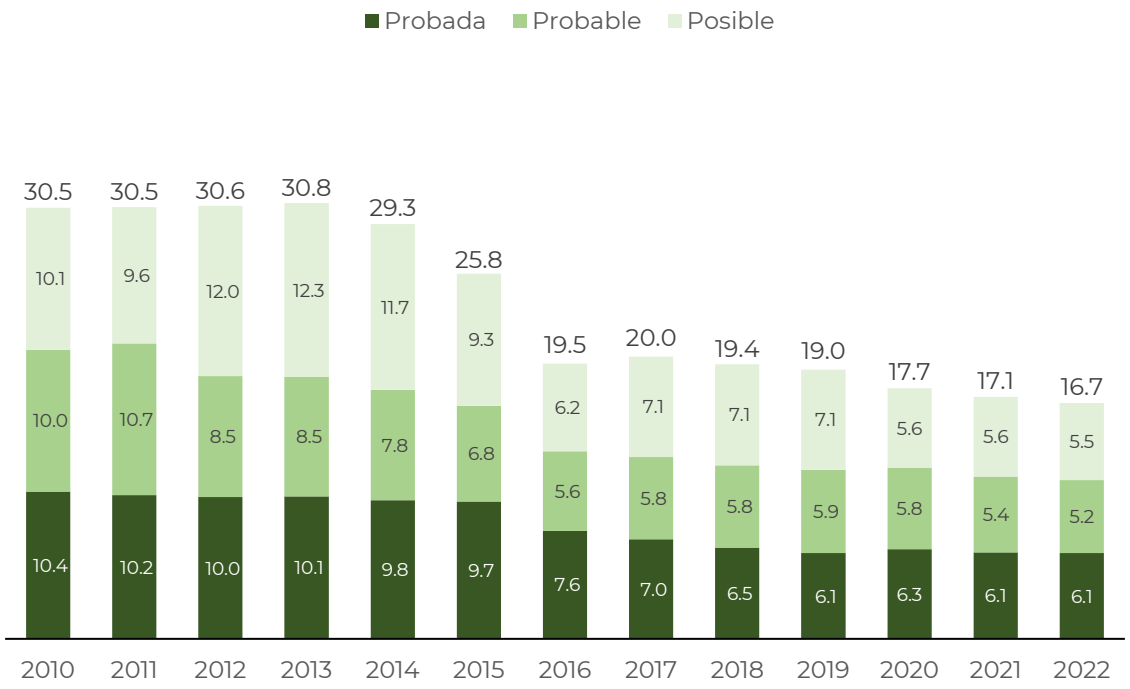


Figura 16. Evolución Histórica de Reservas de aceite al 1 de enero de 2022, en Miles de Millones de barriles (Fuente: CNH con datos de los Operadores).

AUTORIZÓ
Firma de Francisco Castellanos Paez
Fecha de Sello Digital: 10/05/2022 03:05:27 p. m.
Sello Digital:
bEE92XPrdkhRamEn6Qx3yIQQ3SQ2uugc+JQyko/l1Uv80tv8BjXYN0GYOh5av07/sABrr666dICaVpVot/1i0rNPejcnqb96tIR+IhgrRXUWm5o02tuK150g9
nYDP4SXioKy9r/JOi+JIGGfZwT6p7J12GiYo+2uEze0bYRtjmj5m+O3v/paqWD55qiaXkHQqheCURpUKPqEU3RyNy3YDs9FO894PZSu+VPpr+pKe1hIUh
4BzScAGeKjkUgjYIo3YS4Fbpu7Za6SowTdRE3RtF4FzaiP5J/QriqdV8Me7tnTtPUqVGGboZbJ8ON5J/PycxvuAzObpvi4sLDo/vWtdg==

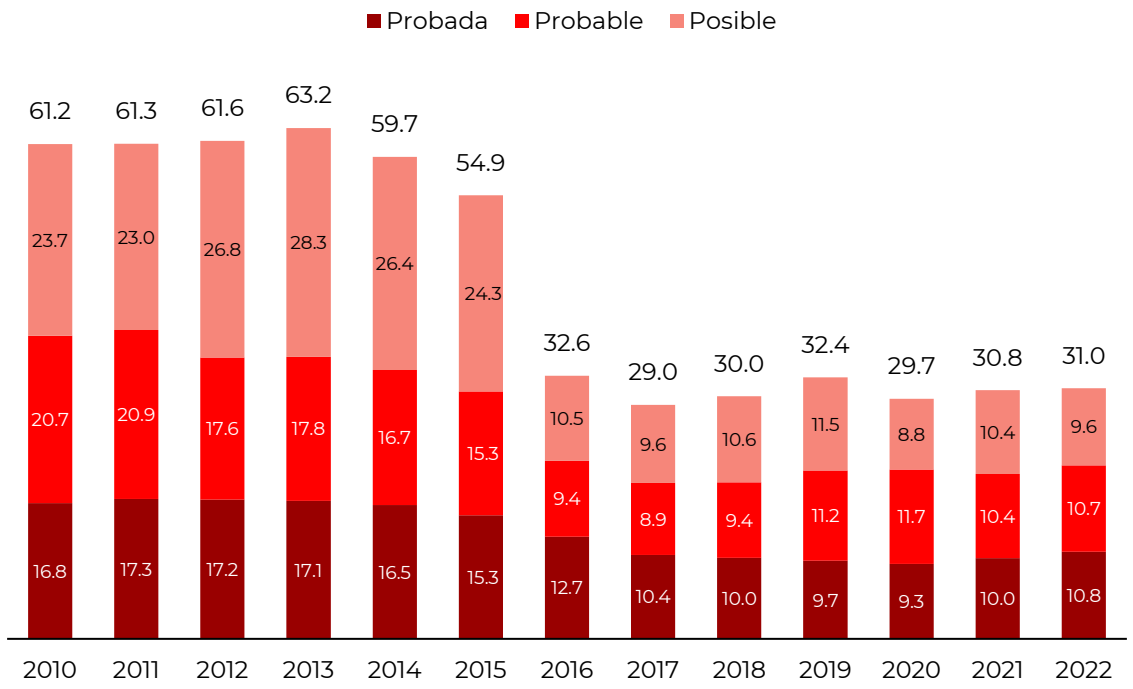
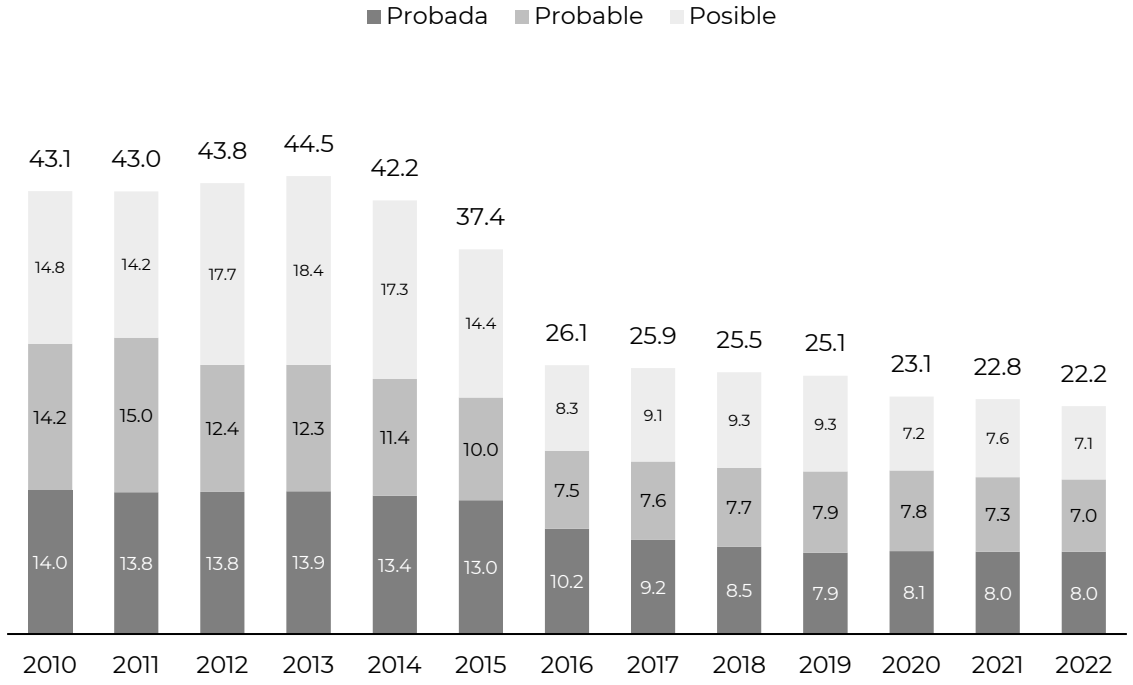


Figura 17. Evolución Histórica de Reservas de gas al 1 de enero de 2022, en Billones de pies cúbicos (Fuente: CNH con datos de los Operadores).



AUTORIZÓ
Firma de Francisco Castellanos Paez
Fecha de Sello Digital: 10/05/2022 03:05:27 p. m.
Sello Digital:
bEE92XPrdkhRamEn6Qx3yIQQ3SQ2uugc+JQyko/l1Uv80tv8BjXYN0GYOh5av07/sABrr666dICaVpVot/1i0rNPejcnqb96tIR+IhgrRXUWm5o02tuK150g9
nYDP4SXioKy9r/JOi+JIGGfZwT6p7J12GiYo+2uEze0bYRtjmj5m+O3v/paqWD55qiaXkHQqheCURpUKPqEU3RyNy3YDs9FO894PZSu+VPpr+pKe1hIUh
4BzScAGeKjkUgjYIo3YS4Fbpu7Za6SowTdRE3RtF4FzaiP5J/QriqdV8Me7tnTtPUqVGGboZbJ8ON5J/PycxvuAzObpvi4sLDo/vWtdg==

Figura 18. Evolución Histórica de Reservas de petróleo crudo equivalente al 1 de enero de 2022, en miles de millones de barriles (Fuente: CNH con datos de los Operadores).

VI.3 Pronósticos de producción

Los pronósticos de producción de las Reservas consolidadas para el aceite y gas se muestran en el periodo 2022 a 2040 en las Figuras 19 y 20, respectivamente. Cabe señalar que su cálculo consideró los volúmenes de producción esperados por los Operadores en cada uno de los años incluidos, dividido por el número total de días de ese año (sin considerar aspectos operativos específicos).

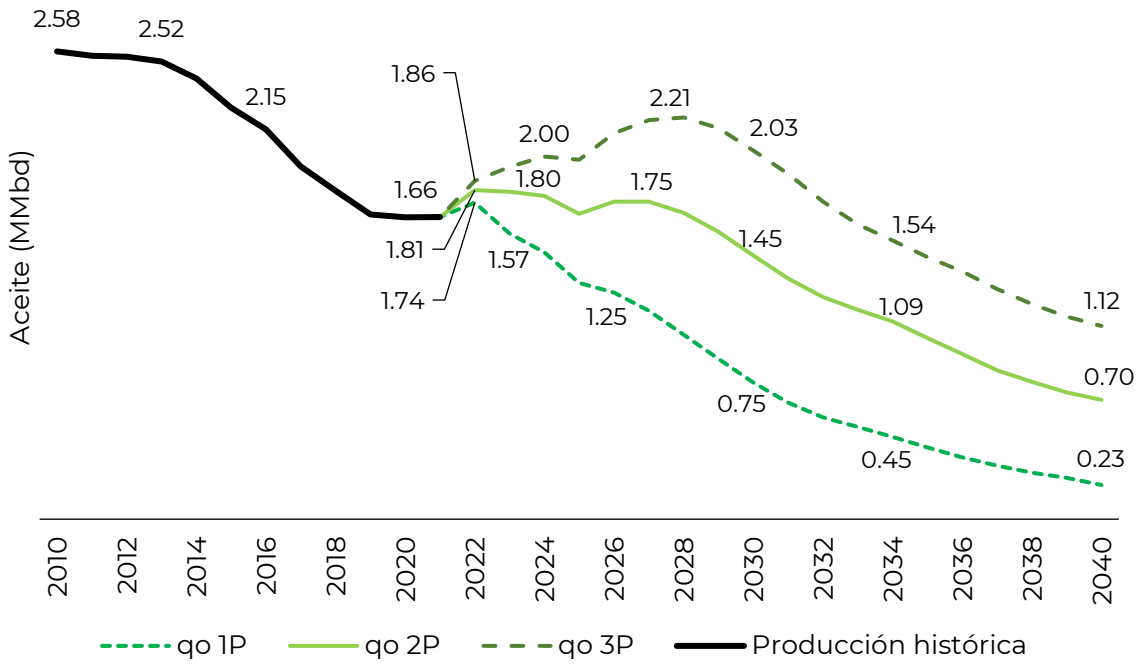


Figura 19. Pronóstico de producción de aceite para las categorías de Reservas 1P, 2P y 3P al Límite Económico (Fuente: CNH con información de los Operadores).

AUTORIZÓ
Firma de Francisco Castellanos Paez
Fecha de Sello Digital: 10/05/2022 03:05:27 p. m.
Sello Digital:
bEE92XPrdkhRamEn6Qx3yIQQ3SQ2uugc+JQyko/l1Uv80tv8BjXYN0GYOh5av07/sABrr666dICaVpVot/1i0rNPejcnqb96tIR+IhgrRXUWm5o02tuK150g9
nYDP4SXioKy9r/JOi+JIGGfZwT6p7J12GiYo+2uEze0bYRtjmj5m+O3v/paqWD55qiaXkHQqheCURpUKPqEU3RyNy3YDs9FO894PZSu+VPpr+pKe1hIUh
4BzScAGeKjkUgjYIo3YS4Fbpu7Za6SowTdRE3RtF4FzaiP5J/QriqdV8Me7tnTtPUqVGGboZbJ8ON5J/PycxvuAzObpvi4sLDo/vWtdg==

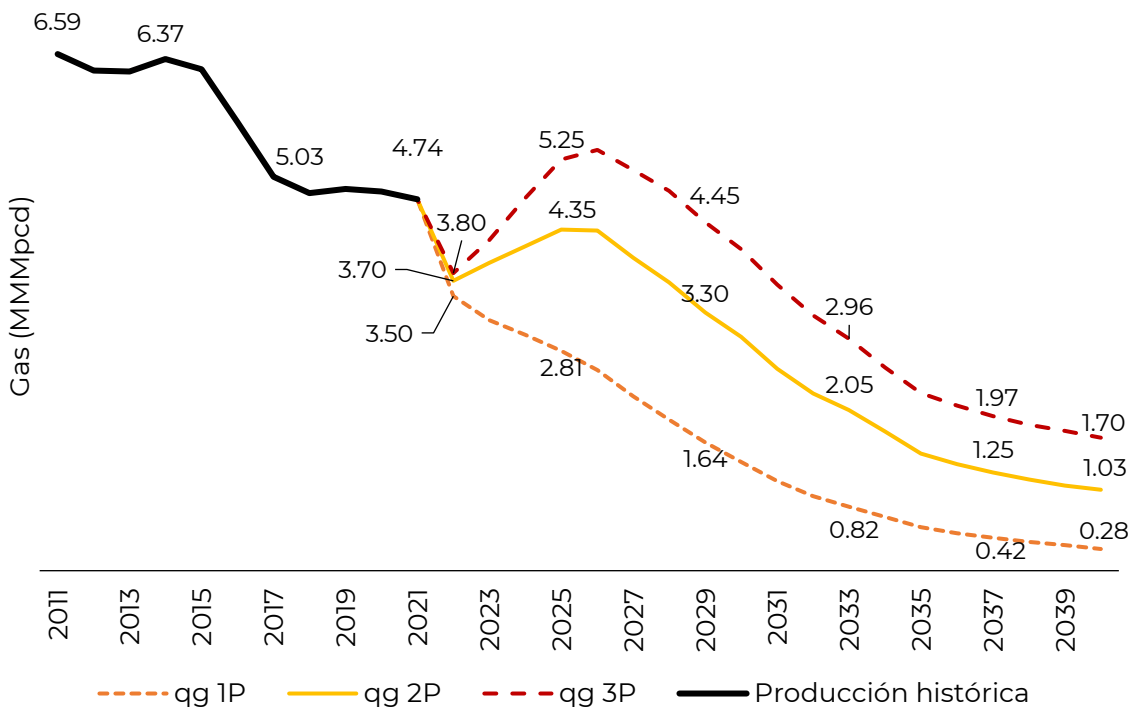


Figura 20. Pronóstico de producción de gas para las categorías de Reservas 1P, 2P y 3P al Límite Económico (Fuente: CNH con información de los Operadores).

VI.4 Distribución de las Reservas por Operador

Los volúmenes de Reservas por barril de petróleo crudo equivalente que se asocian a cada Operador[15], al Limite Contractual[16], se indican en la Tabla 7, incluyendo sus porcentajes de participación en cada categoría de Reservas la Figuras 21 a 23.

Operador	MMbpce		
	1P	2P	3P
Consorcio Petrolero 5M del Golfo S.A.P.I de C.V. (C5M)	7.3	7.3	7.3
Diavaz Offshore, S.A.P.I. de C.V. (DOF)	9.6	14.0	15.6
DS Servicios Petroleros, SA de CV (DS)	66.6	73.7	76.0
ENI México, S. de R.L. de C.V. (ENI)	114.4	340.2	495.2

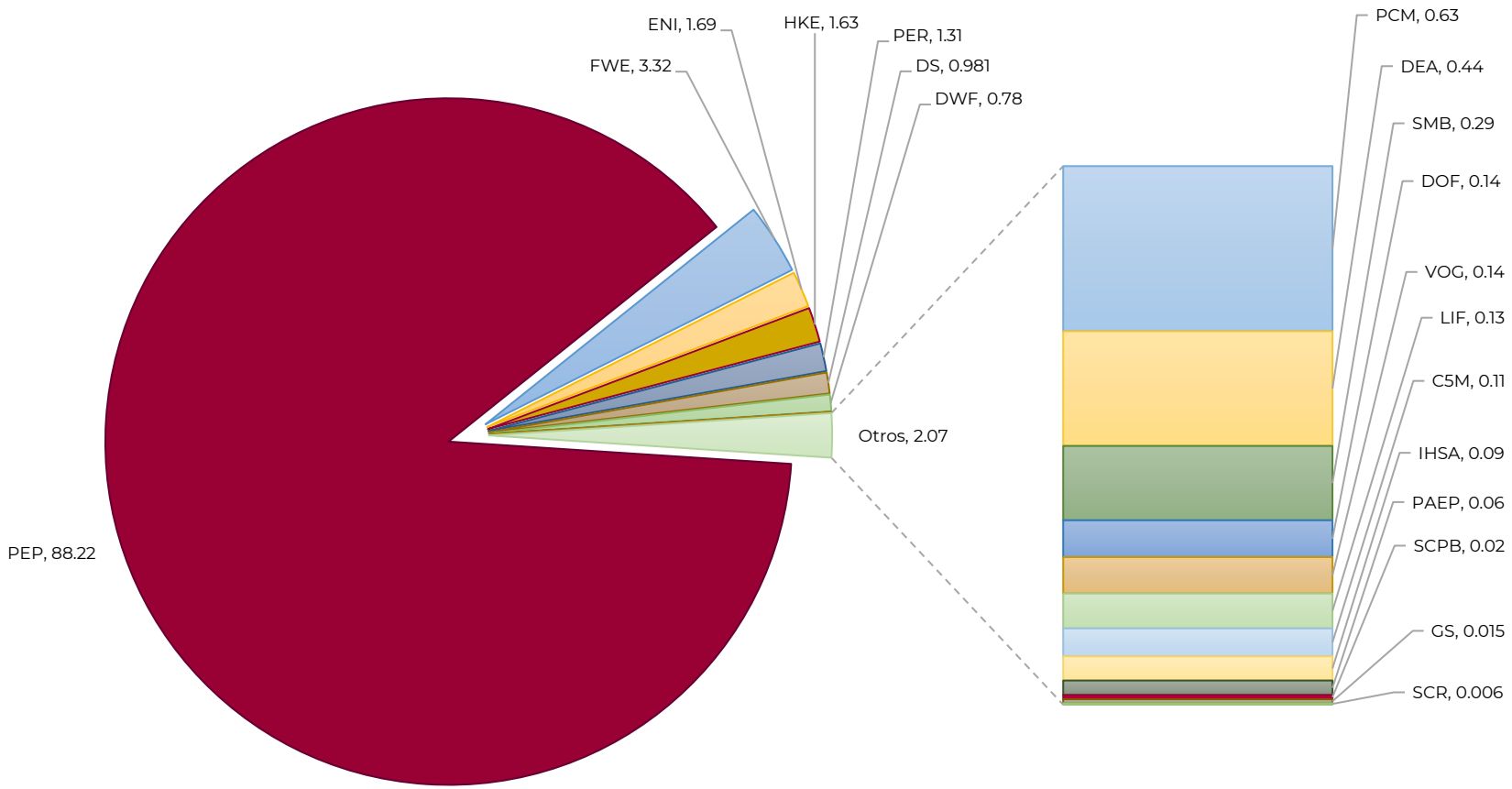
[15] No se consideran los volúmenes de las Asignaciones de Resguardo ni los Campos No Asignados.
[16] Conforme a lo que se establece en el Artículo 15 de los Lineamientos de Reservas para los OP.

AUTORIZÓ
Firma de Francisco Castellanos Paez
Fecha de Sello Digital: 10/05/2022 03:05:27 p. m.
Sello Digital:
bEE92XPrdkhRamEn6Qx3yIQQ3SQ2uugc+JQyko/l1Uv80tv8BjXYN0GYOh5av07/sABrr666dICaVpVot/1i0rNPejcnqb96tIR+IhgrRXUWm5o02tuK150g9nYDP4SXioKy9r/JOi+JIGGfZwT6p7J12GiYo+2uEze0bYRtjmj5m+O3v/paqWD55qiaXkHQqheCURpUKPqEU3RyNy3YDs9FO894PZSu+VPpr+pKe1hIUh4BzScAGeKjkUgjYIo3YS4Fbpu7Za6SowTdRE3RtF4FzaiP5J/QriqdV8Me7tnTtPUqVGGboZbJ8ON5J/PycxvuAzObpvi4sLDo/vWtdg==

Operador	MMbpce		
	1P	2P	3P
Fieldwood Energy E&P México, S. de R.L. de C.V. (FWE)	225.7	580.3	739.2
GS Oil & Gas, S.A.P.I. de C.V. (GS)	1.0	2.7	2.9
Hokchi Energy S.A. de C.V. (HKE)	110.8	155.1	163.0
Iberoamericana de Hidrocarburos CQ, Exploración y Producción de México, S.A. de C.V. (IHSA)	6.3	10.9	14.3
Jaguar Exploración y Producción 2.3, S.A.P.I. de C.V. (JEP)	0.0	0.1	0.1
Operadora de Campos DWF, S.A. de C.V. (DWF)	52.8	119.9	165.9
Pantera Exploración y Producción 2.2, S.A.P.I. de C.V. (PAEP)	3.8	10.9	17.7
PEMEX Exploración y Producción (PEP)	5,988.6	9,072.7	11,308.2
Perenco Mexico, S.A. de C.V. (PER)	89.1	89.1	89.1
Petrolera Cárdenas Mora, S.A.P.I DE C.V. (PCM)	43.1	45.7	48.0
Servicios de Extracción Petrolera Lifting de México S.A. de C.V. (LIF)	9.1	12.7	12.7
Servicios Múltiples de Burgos S.A. de C.V. (SMB)	19.4	32.9	50.7
Strata CPB, S.A.P.I. de C.V. (SCPB)	1.1	5.7	9.7
Strata CR, S.A.P.I. de C.V. (SCR)	0.4	1.7	3.5
Vista Oil & Gas Holding II, S.A. de C.V. (VOG)	9.5	16.1	19.1
Wintershall Dea México, S. De R.L. De C.V. (DEA)	29.9	45.3	64.6
Total	6,788.5	10,637.0	13,302.8

Tabla 7. Distribución de las Reservas por Operador, valores al Límite definido en los Contractos y Asignaciones (Fuente: CNH con datos de los Operadores).

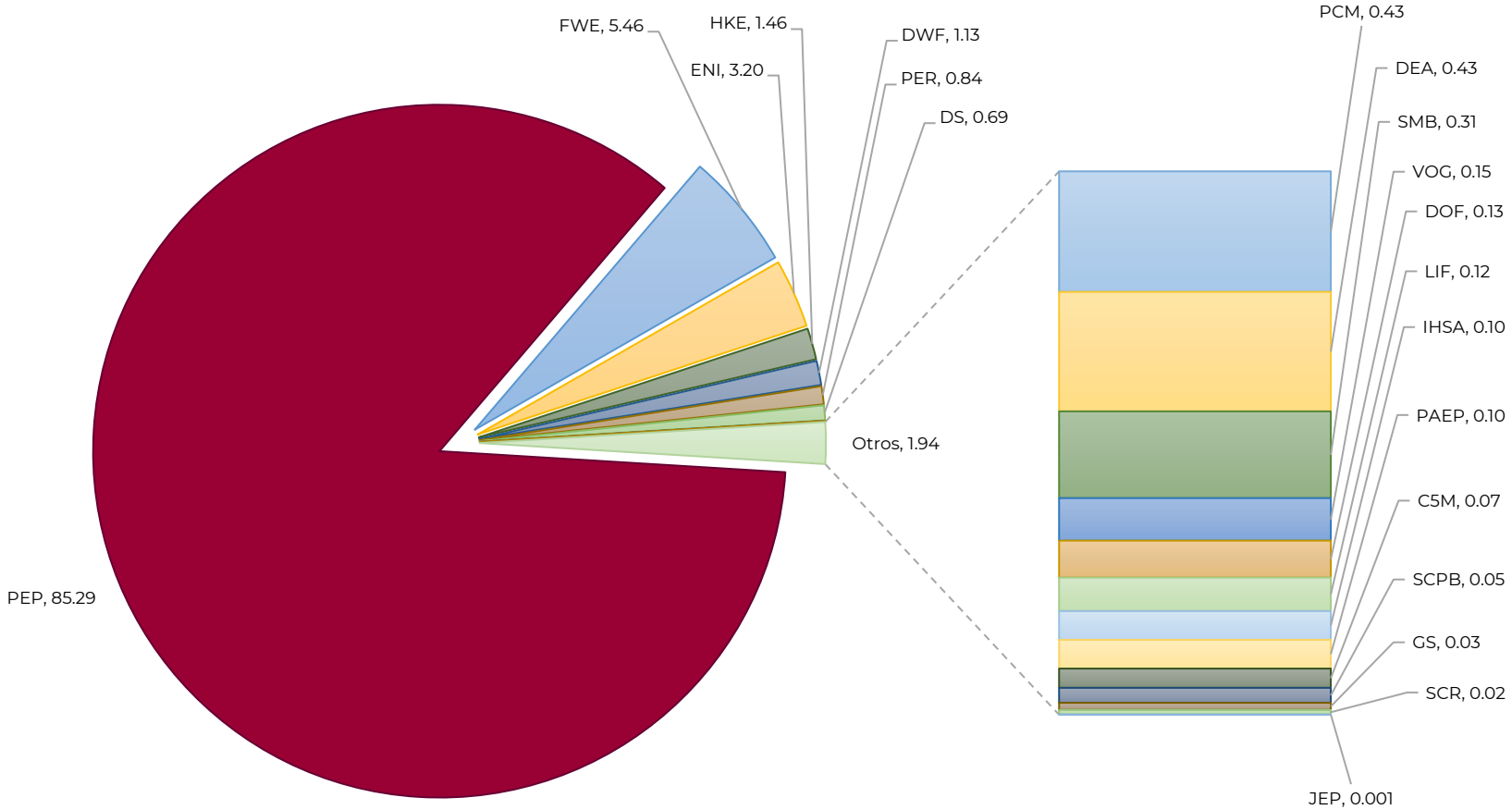
AUTORIZÓ
Firma de Francisco Castellanos Paez
Fecha de Sello Digital: 10/05/2022 03:05:27 p. m.
Sello Digital:
bEE92XPrdkhRamEn6Qx3yIQQ3SQ2uugc+JQyko/l1Uv80tv8BjXYN0GYOh5av07/sABrr666dICaVpVot/1i0rNPejcnqb96tIR+IhgrRXUWm5o02tuK150g9
nYDP4SXioKy9r/JOi+JIGGfZwT6p7J12GiYo+2uEze0bYRtjmj5m+O3v/paqWD55qiaXkHQqheCURpUKPqEU3RyNy3YDs9FO894PZSu+VPpr+pKe1hIUh
4BzScAGeKjkUgjYIo3YS4Fbpu7Za6SowTdRE3RtF4FzaiP5J/QriqdV8Me7tnTtPUqVGGboZbJ8ON5J/PycxvuAzObpvi4sLDo/vWtdg==



AUTORIZÓ
Firma de Francisco Castellanos Paez
Fecha de Sello Digital: 10/05/2022 03:05:27 p. m.
Sello Digital:
bEE92XPrdkhRamEn6Qx3yIQQ3SQ2uugc+JQyko/l1Uv80tv8BjXYN0GYOh5av07/sABrr666dICaVpVot/1i0rNPejcnqb96tIR+IhgrRXUWm5o02tuK150g9nYDP4SXioKy9r/JOi+JIGGfZwT6p7J12GiYo+2uEze0bYRtjmj5m+O3v/p
aqWD55qiaXkHQqheCURpUKPqEU3RyNy3YDs9FO894PZSu+VPpr+pKe1hIUh4BzScAGeKjkUgjYIo3YS4Fbpu7Za6SowTdRE3RtF4FzaiP5J/QriqdV8Me7tnTtPUqVGGboZbJ8ON5J/PycxvuAzObpvi4sLDo/vWtdg==

Figura 21. Porcentaje de distribución de las Reservas 1P por Operador al Límite definido en los Contratos y Asignaciones (Fuente: CNH con información de los Operadores).

AUTORIZÓ
Firma de Francisco Castellanos Paez
Fecha de Sello Digital: 10/05/2022 03:05:27 p. m.
Sello Digital:
bEE92XPrdkhRamEn6Qx3yIQQ3SQ2uugc+JQyko/l1Uv80tv8BjXYN0GYOh5av07/sABrr666dICaVpVot/1i0rNPejcnqb96tIR+IhgrRXUWm5o02tuK150g9nYDP4SXioKy9r/JOi+JIGGfZwT6p7J12GiYo+2uEze0bYRtjmj5m+O3v/p
aqWD55qiaXkHQqheCURpUKPqEU3RyNy3YDs9FO894PZSu+VPpr+pKe1hIUh4BzScAGeKjkUgjYIo3YS4Fbpu7Za6SowTdRE3RtF4FzaiP5J/QriqdV8Me7tnTtPUqVGGboZbJ8ON5J/PycxvuAzObpvi4sLDo/vWtdg==



AUTORIZÓ
Firma de Francisco Castellanos Paez
Fecha de Sello Digital: 10/05/2022 03:05:27 p. m.
Sello Digital:
bEE92XPrdkhRamEn6Qx3yIQQ3SQ2uugc+JQyko/l1Uv80tv8BjXYN0GYOh5av07/sABrr666dICaVpVot/1i0rNPejcnqb96tIR+IhgrRXUWm5o02tuK150g9nYDP4SXioKy9r/JOi+JIGGfZwT6p7J12GiYo+2uEze0bYRtjmj5m+O3v/paqWD55qiaXkHQqheCURpUKPqEU3RyNy3YDs9FO894PZSu+VPpr+pKe1hIUh4BzScAGeKjkUgjYIo3YS4Fbpu7Za6SowTdRE3RtF4FzaiP5J/QriqdV8Me7tnTtPUqVGGboZbJ8ON5J/PycxvuAzObpvi4sLDo/vWtdg==

Figura 22. Porcentaje de distribución de las Reservas 2P por Operador al Límite definido en los Contratos y Asignaciones (*Fuente: CNH con información de los Operadores*).

AUTORIZÓ
Firma de Francisco Castellanos Paez
Fecha de Sello Digital: 10/05/2022 03:05:27 p. m.
Sello Digital:
bEE92XPrdkhRamEn6Qx3yIQQ3SQ2uugc+JQyko/l1Uv80tv8BjXYN0GYOh5av07/sABrr666dICaVpVot/1i0rNPejcnqb96tIR+IhgrRXUWm5o02tuK150g9nYDP4SXioKy9r/JOi+JIGGfZwT6p7J12GiYo+2uEze0bYRtjmj5m+O3v/p
aqWD55qiaXkHQqheCURpUKPqEU3RyNy3YDs9FO894PZSu+VPpr+pKe1hIUh4BzScAGeKjkUgjYIo3YS4Fbpu7Za6SowTdRE3RtF4FzaiP5J/QriqdV8Me7tnTtPUqVGGboZbJ8ON5J/PycxvuAzObpvi4sLDo/vWtdg==

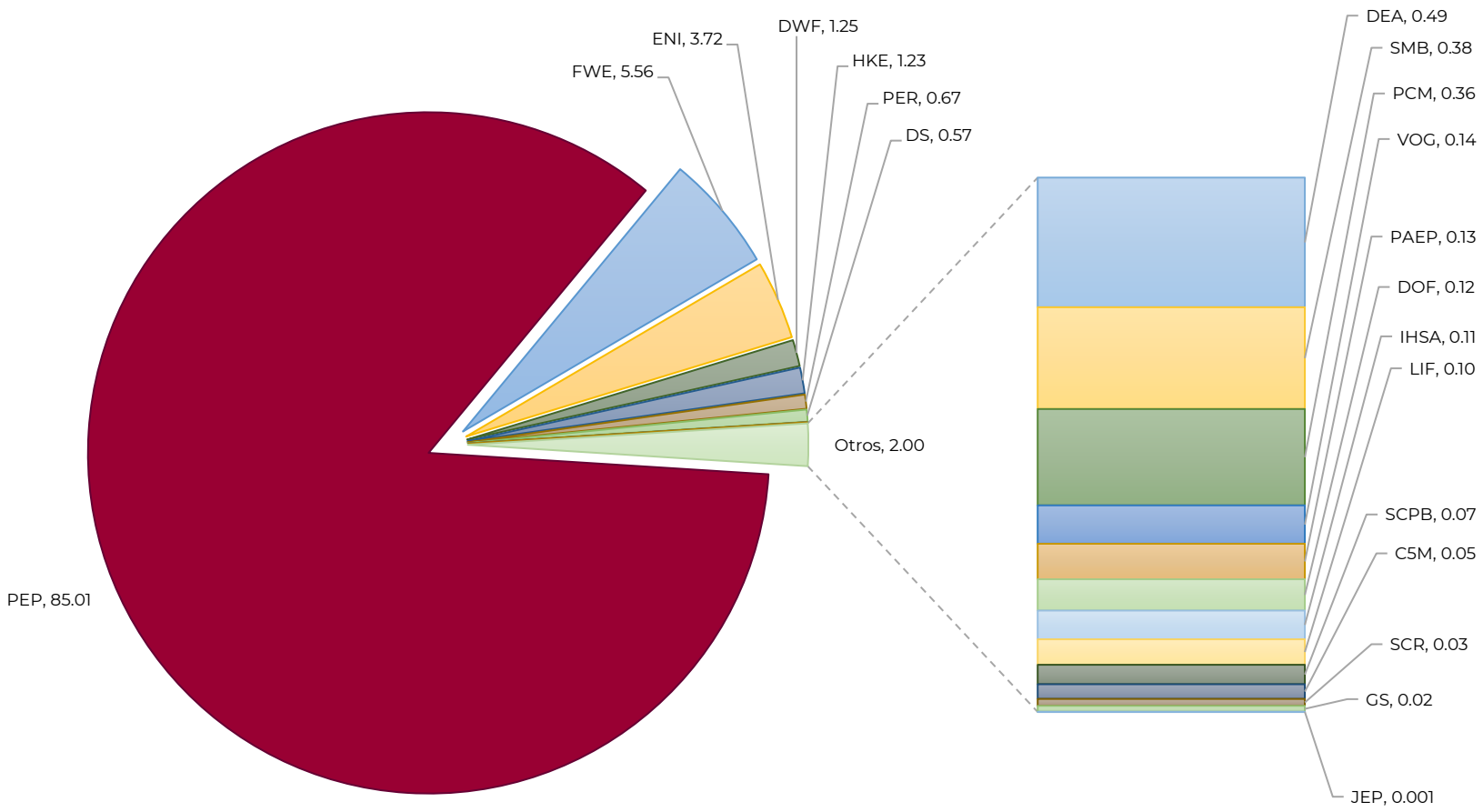


Figura 23. Porcentaje de distribución de las Reservas 3P por Operador (*Fuente: CNH con información de los Operadores*).

AUTORIZÓ
Firma de Francisco Castellanos Paez
Fecha de Sello Digital: 10/05/2022 03:05:27 p. m.
Sello Digital:
bEE92XPrdkhRamEn6Qx3yIQQ3SQ2uugc+JQyko/l1Uv80tv8BjXYN0GYOh5av07/sABrr666dICaVpVot/1i0rNPejcnqb96tIR+IhgrRXUWm5o02tuK150g9nYDP4SXioKy9r/JOi+JIGGfZwT6p7J12GiYo+2uEze0bYRtjmj5m+O3v/p
aqWD55qiaXkHQqheCURpUKPqEU3RyNy3YDs9FO894PZSu+VPpr+pKe1hIUh4BzScAGeKjkUgjYIo3YS4Fbpu7Za6SowTdRE3RtF4FzaiP5J/QriqdV8Me7tnTtPUqVGGboZbJ8ON5J/PycxvuAzObpvi4sLDo/vWtdg==

VI.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 8. Asimismo, los costos de producción por cuenca se incluyen en la Tabla 9.

Cuenca	Aceite [%]			Gas natural [%]			Petróleo crudo equivalente [%]		
	1P	2P	3P	1P	2P	3P	1P	2P	3P
Burgos	0.0	0.0	0.0	8.4	9.3	8.4	1.9	2.3	2.0
Golfo de México Profundo	0.0	0.0	0.0	3.2	4.4	3.0	0.8	1.1	0.7
Sabinas	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0
Sureste terrestre	12.4	8.5	6.9	27.3	18.3	14.5	16.9	11.7	9.3
Sureste marino	69.1	64.2	63.2	29.5	25.4	24.6	59.2	54.3	53.5
Tampico-Misantla terrestre	13.4	21.9	24.7	10.8	21.9	27.3	12.1	21.1	24.6
Tampico-Misantla marino	0.6	0.7	0.5	1.5	1.2	1.2	0.8	0.8	0.6
Veracruz	4.5	4.7	4.8	19.2	19.4	20.9	8.3	8.8	9.2

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

Tabla 8. Porcentaje de las Reservas al Limite Económico para cada Cuenca Petrolera (Fuente: CNH con información de los Operadores).

Terrestre	Costo por Reserva [usd/bpce]		
	Aceite y Gas	Gas y Condensado	Gas
Burgos	-	9.96	11.77
Golfo de México Profundo	-	-	13.49
Sabinas	-	-	5.43
Sureste terrestre	11.11	6.71	13.90
Sureste marino	20.81	17.75	10.46
Tampico-Misantla terrestre	21.09	-	11.49
Tampico-Misantla marino	16.44	-	12.18
Veracruz	14.37	9.09	12.45

AUTORIZÓ
Firma de Francisco Castellanos Paez
Fecha de Sello Digital: 10/05/2022 03:05:27 p. m.
Sello Digital:
bEE92XPrdkhRamEn6Qx3yIQQ3SQ2uugc+JQyko/l1Uv80tv8BjXYN0GYOh5av07/sABrr666dICaVpVot/1i0rNPejcnqb96tIR+IhgrRXUWm5o02tuK150g9
nYDP4SXioKy9r/JOi+JIGGfZwT6p7J12GiYo+2uEze0bYRtjmj5m+O3v/paqWD55qiaXkHQqheCURpUKPqEU3RyNy3YDs9FO894PZSu+VPpr+pKe1hIUh
4BzScAGeKjkUgjYIo3YS4Fbpu7Za6SowTdRE3RtF4FzaiP5J/QriqdV8Me7tnTtPUqVGGboZbJ8ON5J/PycxvuAzObpvi4sLDo/vWtdg==

Tabla 9. Costo por Reserva al Límite Económico por cada Cuenca Petrolera, de acuerdo con los fluidos producidos en cada Yacimiento, en dólares por cada millón de barriles de petróleo crudo equivalente (Fuente: CNH con información de los Operadores).

VI.6 Distribución de las Reservas por Entidad

La Figura 14 muestra la distribución de los volúmenes de petróleo crudo equivalente (en Millones de barriles) de las Reservas 2P en las entidades geográficas de la República Mexicana, mismos que son detallados en la Tabla 10 para cada producto consolidado y por categoría 1P, 2P y 3P.

Figura 24. Distribución del volumen de petróleo crudo equivalente (en Millones de barriles) de las Reservas 2P en las entidades geográficas de la República Mexicana[17] (Fuente: CNH con información de los Operadores).

Producto	Aceite (%)			Gas (%)			Petróleo crudo equivalente (%)		
Entidad geográfica	1P	2P	3P	1P	2P	3P	1P	2P	3P
Aguas Territoriales Profundas[18]	-	-	-	3.19	4.37	3.02	0.75	1.10	0.74
Aguas Territoriales Sureste	68.86	63.63	62.64	29.61	25.60	24.59	59.08	53.95	53.17

[17] Las dimensiones del Campo Lakach en Aguas Profundas Mexicanas se encuentra exagerado para su visualización.

[18] Corresponde a los recursos Consolidados para el Campo Lakach.

AUTORIZÓ
Firma de Francisco Castellanos Paez
Fecha de Sello Digital: 10/05/2022 03:05:27 p. m.
Sello Digital:
bEE92XPrdkhRamEn6Qx3yIQQ3SQ2uugc+JQyko/l1Uv80tv8BjXYN0GYOh5av07/sABrr666dICaVpVot/1i0rNPejcnqb96tIR+IhgrRXUWm5o02tuK150g9nYDP4SXioKy9r/JOi+JIGGfZwT6p7J12GiYo+2uEze0bYRtjmj5m+O3v/paqWD55qiaXkHQqheCURpUKPqEU3RyNy3YDs9FO894PZSu+VPpr+pKe1hIUh4BzScAGeKjkUgjYIo3YS4Fbpu7Za6SowTdRE3RtF4FzaiP5J/QriqdV8Me7tnTtPUqVGGboZbJ8ON5J/PycxvuAzObpvi4sLDo/vWtdg==

Producto	Aceite (%)			Gas (%)			Petróleo crudo equivalente (%)		
Entidad geográfica	1P	2P	3P	1P	2P	3P	1P	2P	3P
Aguas Territoriales Tampico-Misantla	0.61	0.67	0.47	1.47	1.17	1.32	0.80	0.77	0.61
Campeche	-	-	-	0.04	0.02	0.01	0.01	0.01	0.00
Chiapas	0.62	0.39	0.27	2.44	1.42	1.08	1.15	0.70	0.49

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

Tabla 10. Distribución del porcentaje de volumen por entidad geográfica (Fuente: CNH con información de los Operadores).

Producto	Aceite (%)			Gas (%)			Petróleo crudo equivalente (%)		
Entidad geográfica	1P	2P	3P	1P	2P	3P	1P	2P	3P
Coahuila	-	-	-	0.12	0.12	0.15	0.02	0.02	0.03
Hidalgo	-	0.04	0.16	-	0.05	0.22	-	0.04	0.17
Nuevo León	-	-	-	2.65	3.10	2.84	0.60	0.75	0.67
Puebla	2.13	3.34	2.93	1.95	3.12	2.90	1.99	3.16	2.83
San Luis Potosí	0.14	0.10	0.09	0.02	0.01	0.01	0.11	0.08	0.07
Tabasco	11.59	8.36	6.76	24.23	16.24	12.83	15.35	10.93	8.71
Tamaulipas	1.76	1.27	1.19	6.53	6.69	6.09	2.82	2.58	2.36
Veracruz	14.29	22.19	25.48	27.75	38.09	44.94	17.30	25.92	30.13
Total	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00

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

Tabla 10 (Continuación). Distribución del porcentaje de volumen por entidad geográfica (Fuente: CNH con información de los Operadores).

Con base en la información presentada por los Operadores, se observa que la mayor parte del volumen de aceite de las Reservas 2P de la Nación (65% del petróleo total) se encuentra en campos marinos, mientras que el gas de este mismo corte de Reservas (que corresponde al 73% del volumen consolidado para este producto) se localiza mayoritariamente en campos terrestres. Esto guarda una correlación directa con la actividad física que será realizada en el país, misma que se indica por entidad geográfica en la Tabla 11, al año 2040.

AUTORIZÓ
Firma de Francisco Castellanos Paez
Fecha de Sello Digital: 10/05/2022 03:05:27 p. m.
Sello Digital:
bEE92XPrdkhRamEn6Qx3yIQQ3SQ2uugc+JQyko/l1Uv80tv8BjXYN0GYOh5av07/sABrr666dICaVpVot/1i0rNPejcnqb96tIR+IhgrRXUWm5o02tuK150g9nYDP4SXioKy9r/JOi+JIGGfZwT6p7J12GiYo+2uEze0bYRtjmj5m+O3v/paqWD55qiaXkHQqheCURpUKPqEU3RyNy3YDs9FO894PZSu+VPpr+pKe1hIUh4BzScAGeKjkUgjYIo3YS4Fbpu7Za6SowTdRE3RtF4FzaiP5J/QriqdV8Me7tnTtPUqVGGboZbJ8ON5J/PycxvuAzObpvi4sLDo/vWtdg==

Entidad Geográfica	Terminación	Reparación Mayor	Reparación Menor	Abandono
Aguas Territoriales Profundas	8	0	0	7
Aguas Territoriales Sureste	405	442	46	1,078
Aguas Territoriales Tampico-Misantla	16	33	0	43
Campeche	-	1	-	-
Chiapas	9	32	3	-
Coahuila	6	9	-	43
Hidalgo	58	40	-	79
Nuevo León	352	292	-	1,323

Tabla 11. Actividades físicas consideradas para desarrollar las Reservas (Fuente: CNH con información de los Operadores).

Entidad Geográfica	Terminación	Reparación Mayor	Reparación Menor	Abandono
Puebla	1,995	2,274	-	1,977
San Luis Potosí	158	-	-	58
Tabasco	201	1,263	838	12
Tamaulipas	748	908	30	2,541
Veracruz	11,627	7,225	47	6,067
Total	15,583	12,519	964	13,228

Tabla 11 (Continuación). Actividades físicas consideradas para desarrollar las Reservas (Fuente: CNH con información de los Operadores).

VI.7 Reservas por Campo

En este Procedimiento de Reservas, se consolidaron las cifras de 485 Campos. Estos poseen 759 yacimientos, de los cuales 361 son de aceite, 50 de gas y condensado, 165 de gas húmedo y 111 gas seco.

AUTORIZÓ
Firma de Francisco Castellanos Paez
Fecha de Sello Digital: 10/05/2022 03:05:27 p. m.
Sello Digital:
bEE92XPrdkhRamEn6Qx3yIQQ3SQ2uugc+JQyko/l1Uv80tv8BjXYN0GYOh5av07/sABrr666dICaVpVot/1i0rNPejcnqb96tIR+IhgrRXUWm5o02tuK150g9nYDP4SXioKy9r/JOi+JIGGfZwT6p7J12GiYo+2uEze0bYRtjmj5m+O3v/paqWD55qiaXkHQqheCURpUKPqEU3RyNy3YDs9FO894PZSu+VPpr+pKe1hIUh4BzScAGeKjkUgjYIo3YS4Fbpu7Za6SowTdRE3RtF4FzaiP5J/QriqdV8Me7tnTtPUqVGGboZbJ8ON5J/PycxvuAzObpvi4sLDo/vWtdg==

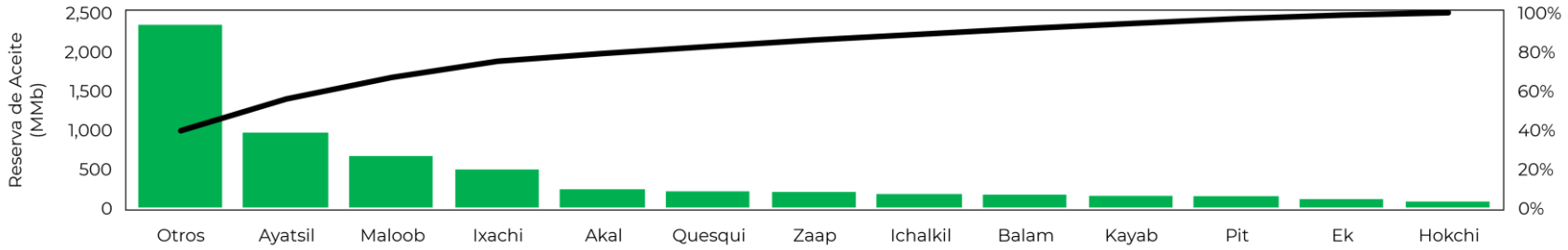
VI.7.1 Principales Campos de la Nación

Para identificar los Principales Campos Productores de México, se realizó un análisis de Pareto con la información Consolidada, mismo que se presenta en la Figura 25 para todas las Categorías de Reservas.

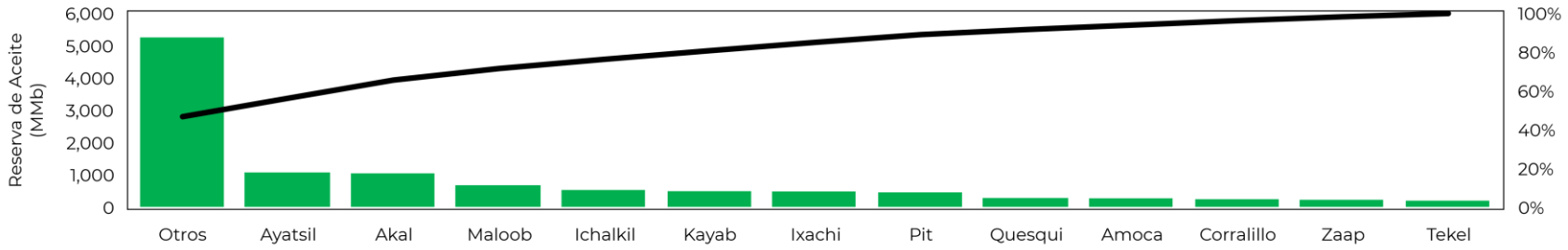
Cabe precisar que, respecto al tipo de recursos analizados, 752 yacimientos se consideran como convencionales y sólo siete son no convencionales (todos de gas en lutitas). En este sentido, se advierte al lector que existe una asimetría en el presente análisis, dado que las Reservas documentadas al Limite Económico de los yacimientos no convencionales actualmente consideran obtener un factor de recuperación total del 0.85% del volumen original de gas asociado, frente al 30% y al 45% del factor de recuperación esperado en para los volúmenes originales de aceite y gas en los yacimientos convencionales, respectivamente. Si bien esto permite identificar que los sistemas no convencionales de la Nación poseen áreas de oportunidad para incrementar la actividad física relacionada y poder maximizar su factor de recuperación; lo anterior se advierte para que la interpretación realizada por el lector considere el sesgo correspondiente.

Por último, se indica que, si bien el análisis es realizado para todas las Categorías consolidadas; la Clasificación final se realiza sólo con los Campos identificados en los cortes de la Categoría 2P de cada producto.

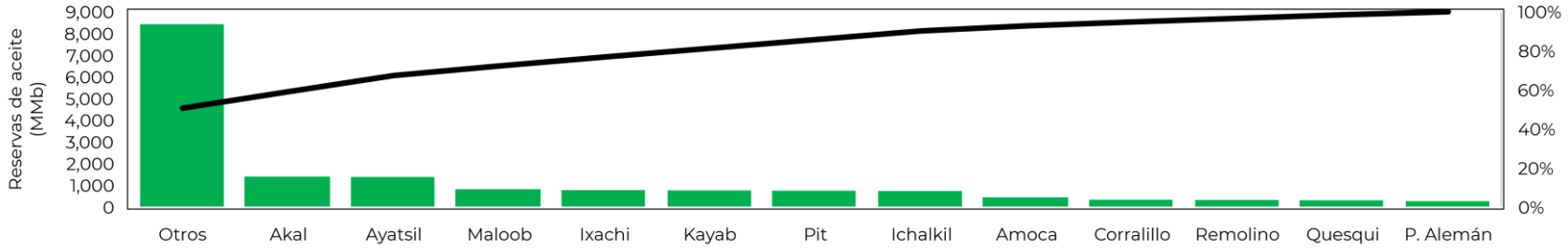
AUTORIZÓ
Firma de Francisco Castellanos Paez
Fecha de Sello Digital: 10/05/2022 03:05:27 p. m.
Sello Digital:
bEE92XPrdkhRamEn6Qx3yIQQ3SQ2uugc+JQyko/l1Uv80tv8BjXYN0GYOh5av07/sABrr666dICaVpVot/1i0rNPejcnqb96tIR+IhgrRXUWm5o02tuK150g9
nYDP4SXioKy9r/JOi+JIGGfZwT6p7J12GiYo+2uEze0bYRtjmj5m+O3v/paqWD55qiaXkHQqheCURpUKPqEU3RyNy3YDs9FO894PZSu+VPpr+pKe1hIUh
4BzScAGeKjkUgjYIo3YS4Fbpu7Za6SowTdRE3RtF4FzaiP5J/QriqdV8Me7tnTtPUqVGGboZbJ8ON5J/PycxvuAzObpvi4sLDo/vWtdg==



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



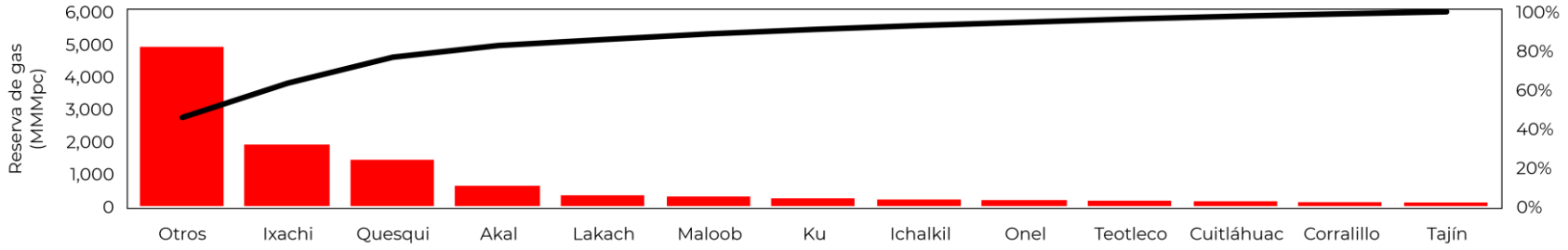
2. Principales Campos Convencionales con Reservas 2P de aceite.



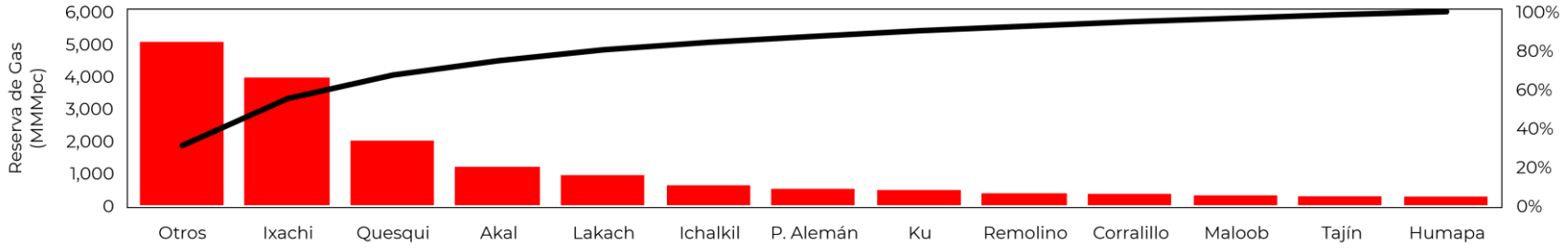
3. Principales Campos Convencionales con Reservas 3P de aceite.

AUTORIZÓ
Firma de Francisco Castellanos Paez
Fecha de Sello Digital: 10/05/2022 03:05:27 p. m.
Sello Digital:
bEE92XPrdkhRamEn6Qx3yIQQ3SQ2uugc+JQyko/l1Uv80tv8BjXYN0GYOh5av07/sABrr666dICaVpVot/1i0rNPejcnqb96tIR+IhgrRXUWm5o02tuK150g9nYDP4SXioKy9r/JOi+JIGGfZwT6p7J12GiYo+2uEze0bYRtjmj5m+O3v/p
aqWD55qiaXkHQqheCURpUKPqEU3RyNy3YDs9FO894PZSu+VPpr+pKe1hIUh4BzScAGeKjkUgjYIo3YS4Fbpu7Za6SowTdRE3RtF4FzaiP5J/QriqdV8Me7tnTtPUqVGGboZbJ8ON5J/PycxvuAzObpvi4sLDo/vWtdg==

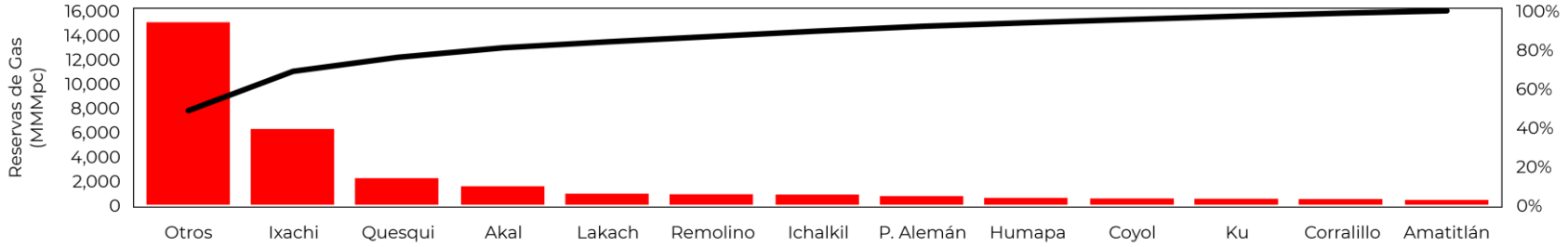
Figura 25. Análisis de Pareto para los diferentes Campos productores de México (Fuente: CNH con información de los Operadores).



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



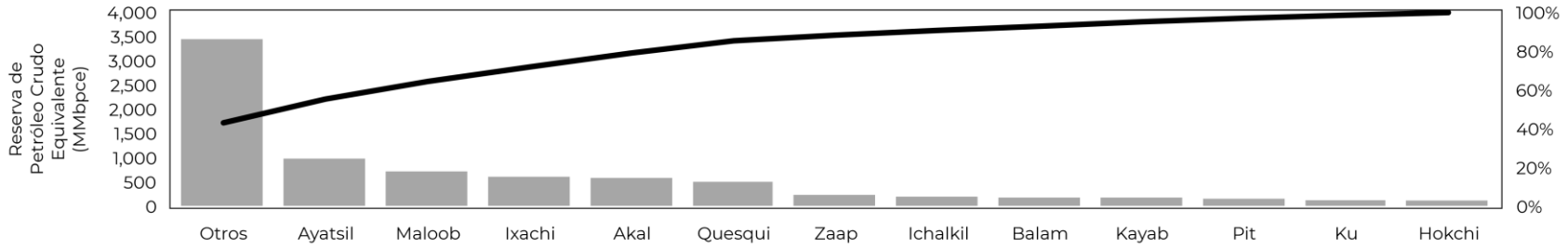
5. Principales Campos Convencionales con Reservas 2P de gas.



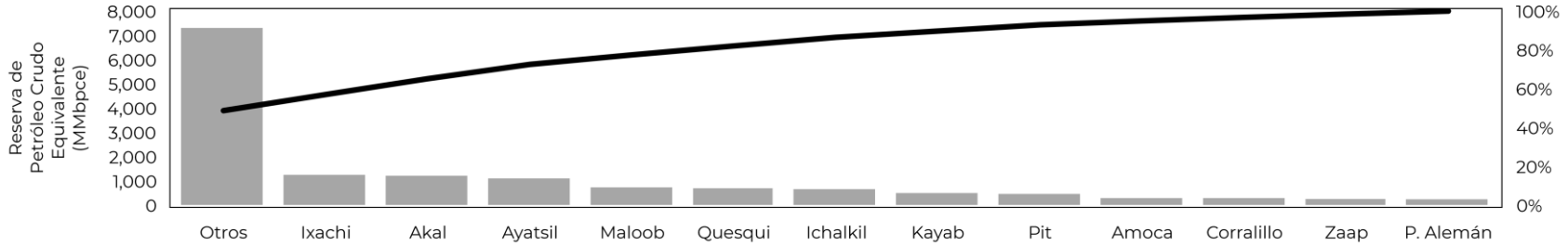
AUTORIZÓ
Firma de Francisco Castellanos Paez
Fecha de Sello Digital: 10/05/2022 03:05:27 p. m.
Sello Digital:
bEE92XPrdkhRamEn6Qx3yIQQ3SQ2uugc+JQyko/l1Uv80tv8BjXYN0GYOh5av07/sABrr666dICaVpVot/1i0rNPejcnqb96tIR+IhgrRXUWm5o02tuK150g9nYDP4SXioKy9r/JOi+JIGGfZwT6p7J12GiYo+2uEze0bYRtjmj5m+O3v/p
aqWD55qiaXkHQqheCURpUKPqEU3RyNy3YDs9FO894PZSu+VPpr+pKe1hIUh4BzScAGeKjkUgjYIo3YS4Fbpu7Za6SowTdRE3RtF4FzaiP5J/QriqdV8Me7tnTtPUqVGGboZbJ8ON5J/PycxvuAzObpvi4sLDo/vWtdg==

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

Figura 25 (Continuación). Análisis de Pareto para los diferentes Campos productores de México (Fuente: CNH con información de los Operadores).

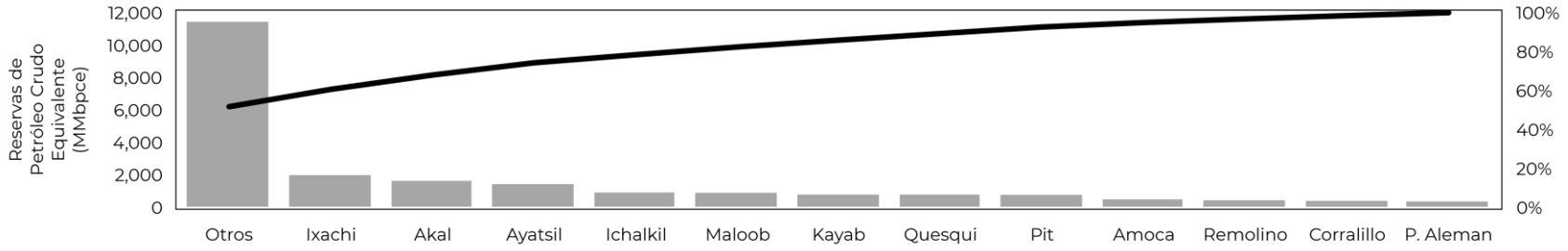


7. Principales Campos Convencionales con Reservas 1P de PCE.



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

AUTORIZÓ
Firma de Francisco Castellanos Paez
Fecha de Sello Digital: 10/05/2022 03:05:27 p. m.
Sello Digital:
bEE92XPrdkhRamEn6Qx3yIQQ3SQ2uugc+JQyko/l1Uv80tv8BjXYN0GYOh5av07/sABrr666dICaVpVot/1i0rNPejcnqb96tIR+IhgrRXUWm5o02tuK150g9nYDP4SXioKy9r/JOi+JIGGfZwT6p7J12GiYo+2uEze0bYRtjmj5m+O3v/p
aqWD55qiaXkHQqheCURpUKPqEU3RyNy3YDs9FO894PZSu+VPpr+pKe1hIUh4BzScAGeKjkUgjYIo3YS4Fbpu7Za6SowTdRE3RtF4FzaiP5J/QriqdV8Me7tnTtPUqVGGboZbJ8ON5J/PycxvuAzObpvi4sLDo/vWtdg==



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

Figura 25 (Continuación). Análisis de Pareto para los diferentes Campos productores de México (*Fuente: CNH con información de los Operadores*).

AUTORIZÓ
Firma de Francisco Castellanos Paez
Fecha de Sello Digital: 10/05/2022 03:05:27 p. m.
Sello Digital:
bEE92XPrdkhRamEn6Qx3yIQQ3SQ2uugc+JQyko/l1Uv80tv8BjXYN0GYOh5av07/sABrr666dICaVpVot/1i0rNPejcnqb96tIR+IhgrRXUWm5o02tuK150g9nYDP4SXioKy9r/JOi+JIGGfZwT6p7J12GiYo+2uEze0bYRtjmj5m+O3v/p
aqWD55qiaXkHQqheCURpUKPqEU3RyNy3YDs9FO894PZSu+VPpr+pKe1hIUh4BzScAGeKjkUgjYIo3YS4Fbpu7Za6SowTdRE3RtF4FzaiP5J/QriqdV8Me7tnTtPUqVGGboZbJ8ON5J/PycxvuAzObpvi4sLDo/vWtdg==

En este sentido, los principales Campos en la nación con Reservas de aceite y consensado, que aportan aproximadamente el 53.3 % del total de las Reservas correspondientes, son:

1. Ayatsil
2. Akal
3. Maloob
4. Ichalkil
5. Kayab
6. Ixachi
7. Pit
8. Quesqui
9. Amoca
10. Corralillo
11. Zaap
12. Tekel

Para el gas, se identifican los siguientes Campos como los principales, mismos que representan un 53 % del total de las Reservas correspondientes:

1. Ixachi
2. Quesqui
3. Akal
4. Lakach
5. Ichalkil
6. P. Aleman
7. Ku
8. Remolino
9. Corralillo
10. Maloob
11. Tajín
12. Humapa

En el caso del Petróleo Crudo Equivalente se tienen, los Campos principales, que totalizan cerca del 51% del total del volumen de Reservas correspondiente, son:

1. Ixachi
2. Akal
3. Ayatsil
4. Maloob
5. Quesqui
6. Ichalkil
7. Kayab
8. Pit
9. Amoca
10. Corralillo
11. Zaap
12. P. Alemán

VI.7.2 Proyectos de Recuperación Secundaria y Mejorada

Respecto de los Campos productores de aceite, 397 contemplan recuperación primaria (con lo que se producirá el 78% de las Reservas 3P de aceite) y 54 consideran que sus Reservas contemplaran la implementación de un proyecto de recuperación secundaria y/o mejorada (con lo que se producirá el 22% de las Reservas 3P de aceite). Los Campos y Yacimientos que cuentan con proyectos de recuperación secundaria y Mejorada (RSyM) se reportan en la Tabla 12.

Campo	Yacimiento	Ubicación	Reservas 3P		Volumen asociado a RSyM		Método de RSyM
			Aceite [MMb]	Gas natural [MMMpc]	Aceite [MMb]	Gas natural [MMMpc]	
Akal	BTPKJ	Marino	1,383.1	1,542.2	846.7	854.2	Inyección de N_2

AUTORIZÓ
Firma de Francisco Castellanos Paez
Fecha de Sello Digital: 10/05/2022 03:05:27 p. m.
Sello Digital:
bEE92XPrdkhRamEn6Qx3yIQQ3SQ2uugc+JQyko/l1Uv80tv8BjXYN0GYOh5av07/sABrr666dICaVpVot/1i0rNPejcnqb96tIR+IhgrRXUWm5o02tuK150g9nYDP4SXioKy9r/JOi+JIGGfZwT6p7J12GiYo+2uEze0bYRtjmj5m+O3v/paqWD55qiaXkHQqheCURpUKPqEU3RyNy3YDs9FO894PZSu+VPpr+pKe1hIUh4BzScAGeKjkUgjYIo3YS4Fbpu7Za6SowTdRE3RtF4FzaiP5J/QriqdV8Me7tnTtPUqVGGboZbJ8ON5J/PycxvuAzObpvi4sLDo/vWtdg==

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

Tabla 12. Campos y yacimientos con proyectos de RSyM (Fuente: CNH con información de los Operadores).

Campo	Yacimiento	Ubicación	Reservas 3P		Volumen asociado a RSyM		Método de RSyM
			Aceite [MMb]	Gas natural [MMMpc]	Aceite [MMb]	Gas natural [MMMpc]	
Amoca	Cinco Presidentes	Marino	219.2	86.1	207.2	81.4	Inyección de agua
	Orca Deep	Marino	7.9	3.9	5.8	2.6	Inyección de agua
	Orca 2	Marino	116.9	87.8	92.8	71.9	Inyección de agua
	Orca Este	Marino	63.8	16.6	52.4	14.9	Inyección de agua
	Orca Oeste/Central	Marino	32.4	23.5	17.2	16.5	Inyección de agua
Ayatsil	BTPK	Marino	1,385.4	160.0	254.5	29.4	Inyección de agua
Balam	JSO	Marino	186.4	54.3	177.6	51.9	Inyección de agua
Bellota	KS-KM B-SUR	Terrestre	2.3	5.8	2.0	4.6	Inyección de agua
Castarrical	Concepción Superior	Terrestre	13.2	7.6	1.4	0.7	Inyección de agua
Cinco Presidentes	Encanto-AN	Terrestre	13.5	24.2	9.6	11.0	Inyección de agua
	MS 17_20	Terrestre	10.3	6.6	3.4	1.9	Inyección de agua
Copali	Plioceno Inferior 1	Marino	2.5	0.9	1.5	0.4	Inyección de agua
	Plioceno Inferior 2	Marino	2.4	1.2	1.5	0.6	Inyección de agua
	Plioceno Inferior 3	Marino	3.2	1.6	2.0	0.7	Inyección de agua

AUTORIZÓ
Firma de Francisco Castellanos Paez
Fecha de Sello Digital: 10/05/2022 03:05:27 p. m.
Sello Digital:
bEE92XPrdkhRamEn6Qx3yIQQ3SQ2uugc+JQyko/l1Uv80tv8BjXYN0GYOh5av07/sABrr666dICaVpVot/1i0rNPejcnqb96tIR+IhgrRXUWm5o02tuK150g9nYDP4SXioKy9r/JOi+JIGGfZwT6p7J12GiYo+2uEze0bYRtjmj5m+O3v/paqWD55qiaXkHQqheCURpUKPqEU3RyNy3YDs9FO894PZSu+VPpr+pKe1hIUh4BzScAGeKjkUgjYIo3YS4Fbpu7Za6SowTdRE3RtF4FzaiP5J/QriqdV8Me7tnTtPUqVGGboZbJ8ON5J/PycxvuAzObpvi4sLDo/vWtdg==

Campo	Yacimiento	Ubicación	Reservas 3P		Volumen asociado a RSyM		Método de RSyM
			Aceite [MMb]	Gas natural [MMMpc]	Aceite [MMb]	Gas natural [MMMpc]	
	Plioceno Inferior 4	Marino	5.8	8.0	2.2	2.4	Inyección de agua
	Plioceno Inferior 5	Marino	0.6	1.3	0.1	0.3	Inyección de agua
Ek	JSO	Marino	100.7	17.0	97.3	16.4	Inyección de agua

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

Tabla 12 (Continuación). Campos y yacimientos con proyectos de RSyM (Fuente: CNH con información de los Operadores).

Campo	Yacimiento	Ubicación	Reservas 3P		Volumen asociado a RSyM		Método de RSyM
			Aceite [MMb]	Gas natural [MMMpc]	Aceite [MMb]	Gas natural [MMMpc]	
Hokchi	R1	Marino	165.5	53.7	156.3	51.6	Inyección de agua
	R2	Marino	11.9	3.6	11.2	3.5	Inyección de agua
Íride	ARENAS 1_4_6	Terrestre	7.5	0.4	7.5	0.4	Inyección alterna de vapor
Itta	Mioceno Superior 2	Marino	31.9	31.9	16.1	17.2	Inyección de agua
	Mioceno Superior 3	Marino	12.6	11.9	4.9	5.8	Inyección de agua
Ku	BTPK	Marino	117.1	482.0	117.1	482.0	Inyección de N2
	EM	Marino	42.4	11.7	22.9	6.3	Inyección de agua
	JSK	Marino	18.8	11.8	5.1	2.5	Inyección de agua
Los Soldados	Encanto-AN	Terrestre	5.8	3.9	4.2	1.5	Inyección de agua

AUTORIZÓ
Firma de Francisco Castellanos Paez
Fecha de Sello Digital: 10/05/2022 03:05:27 p. m.
Sello Digital:
bEE92XPrdkhRamEn6Qx3yIQQ3SQ2uugc+JQyko/l1Uv80tv8BjXYN0GYOh5av07/sABrr666dICaVpVot/1i0rNPejcnqb96tIR+IhgrRXUWm5o02tuK150g9nYDP4SXioKy9r/JOi+JIGGfZwT6p7J12GiYo+2uEze0bYRtjmj5m+O3v/paqWD55qiaXkHQqheCURpUKPqEU3RyNy3YDs9FO894PZSu+VPpr+pKe1hIUh4BzScAGeKjkUgjYIo3YS4Fbpu7Za6SowTdRE3RtF4FzaiP5J/QriqdV8Me7tnTtPUqVGGboZbJ8ON5J/PycxvuAzObpvi4sLDo/vWtdg==

Campo	Yacimiento	Ubicación	Reservas 3P		Volumen asociado a RSyM		Método de RSyM
			Aceite [MMb]	Gas natural [MMMpc]	Aceite [MMb]	Gas natural [MMMpc]	
Lum	JSO-1	Marino	79.2	10.0	74.0	9.3	Inyección de agua
Maloob	BTPK	Marino	735.5	323.0	735.5	323.0	Inyección de N_2
	EM	Marino	15.4	6.2	3.8	1.5	Inyección de agua
Miztón	Orca 2	Marino	100.7	92.0	73.0	29.6	Inyección de agua
Mulach	Mioceno Superior 2	Marino	31.3	13.2	19.5	8.7	Inyección de agua
	Mioceno Superior 4	Marino	105.2	45.7	66.3	29.5	Inyección de agua

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

Tabla 12 (Continuación). Campos y yacimientos con proyectos de RSyM (Fuente: CNH con información de los Operadores).

Campo	Yacimiento	Ubicación	Reservas 3P		Volumen asociado a RSyM		Método de RSyM
			Aceite [MMb]	Gas natural [MMMpc]	Aceite [MMb]	Gas natural [MMMpc]	
Rabasa	Bloque F	Terrestre	2.5	1.5	2.3	1.5	Inyección de agua
	Mioceno	Terrestre	21.7	28.9	8.0	6.9	Inyección de agua
Rodador	Encanto	Terrestre	8.8	6.0	4.8	1.8	Inyección de agua
Samaria	ARENAS 6-4-1	Terrestre	41.1	4.4	41.1	4.4	Inyección alterna de vapor
	Terciario	Terrestre	1.8	0.5	1.1	0.3	Inyección de vapor
Sihil	EM	Marino	77.7	30.6	30.9	12.2	Inyección de agua

AUTORIZÓ
Firma de Francisco Castellanos Paez
Fecha de Sello Digital: 10/05/2022 03:05:27 p. m.
Sello Digital:
bEE92XPrdkhRamEn6Qx3yIQQ3SQ2uugc+JQyko/l1Uv80tv8BjXYN0GYOh5av07/sABrr666dICaVpVot/1i0rNPejcnqb96tIR+IhgrRXUWm5o02tuK150g9nYDP4SXioKy9r/JOi+JIGGfZwT6p7J12GiYo+2uEze0bYRtjmj5m+O3v/paqWD55qiaXkHQqheCURpUKPqEU3RyNy3YDs9FO894PZSu+VPpr+pKe1hIUh4BzScAGeKjkUgjYIo3YS4Fbpu7Za6SowTdRE3RtF4FzaiP5J/QriqdV8Me7tnTtPUqVGGboZbJ8ON5J/PycxvuAzObpvi4sLDo/vWtdg==

Campo	Yacimiento	Ubicación	Reservas 3P		Volumen asociado a RSyM		Método de RSyM
			Aceite [MMb]	Gas natural [MMMpc]	Aceite [MMb]	Gas natural [MMMpc]	
Tamaulipas Constituciones	San Andres ac	Terrestre	52.9	52.2	27.5	24.5	Inyección de agua
	Tamaulipas Inferior A	Terrestre	60.3	68.2	25.4	22.6	Inyección de agua
Teca	Plioceno Inferior 2	Marino	31.1	86.5	19.7	57.3	Inyección de agua
Teekit Profundo	Plioceno Medio4	Marino	14.0	12.9	7.0	3.2	Inyección de agua
Tetl	Plioceno Inferior 1	Marino	11.0	8.6	5.2	4.1	Inyección de agua
	Plioceno Inferior 2	Marino	22.4	6.1	13.8	3.7	Inyección de agua
Tintal	Concepción	Terrestre	14.6	2.8	2.4	0.1	Inyección de agua
Tlacame	Mioceno Superior 2	Marino	22.5	7.2	10.3	3.3	Inyección de agua
	Mioceno Superior 2.5	Marino	3.0	0.9	0.9	0.3	Inyección de agua
Tlamatini	Mioceno Superior 1	Marino	44.5	34.1	18.3	14.0	Inyección de agua

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

Tabla 12 (Continuación). Campos y yacimientos con proyectos de RSyM (Fuente: CNH con información de los Operadores).

Campo	Yacimiento	Ubicación	Reservas 3P		Volumen asociado a RSyM		Método de RSyM
			Aceite [MMb]	Gas natural [MMMpc]	Aceite [MMb]	Gas natural [MMMpc]	
Tupilco	Concepción Superior	Terrestre	20.4	11.0	1.6	0.9	Inyección de agua
Yaxché	Terciario Área 101	Marino	42.8	23.7	31.7	17.1	Inyección de agua

AUTORIZÓ
Firma de Francisco Castellanos Paez
Fecha de Sello Digital: 10/05/2022 03:05:27 p. m.
Sello Digital:
bEE92XPrdkhRamEn6Qx3yIQQ3SQ2uugc+JQyko/l1Uv80tv8BjXYN0GYOh5av07/sABrr666dICaVpVot/1i0rNPejcnqb96tIR+IhgrRXUWm5o02tuK150g9nYDP4SXioKy9r/JOi+JIGGfZwT6p7J12GiYo+2uEze0bYRtjmj5m+O3v/paqWD55qiaXkHQqheCURpUKPqEU3RyNy3YDs9FO894PZSu+VPpr+pKe1hIUh4BzScAGeKjkUgjYIo3YS4Fbpu7Za6SowTdRE3RtF4FzaiP5J/QriqdV8Me7tnTtPUqVGGboZbJ8ON5J/PycxvuAzObpvi4sLDo/vWtdg==

Campo	Yacimiento	Ubicación	Reservas 3P		Volumen asociado a RSyM		Método de RSyM
			Aceite [MMb]	Gas natural [MMMpc]	Aceite [MMb]	Gas natural [MMMpc]	
	Terciario Área 1DL	Marino	165.1	73.2	116.4	44.6	Inyección de agua
Zaap	BTPK	Marino	209.5	128.7	209.5	128.7	Inyección de N_2
	Em	Marino	30.3	12.2	7.2	2.9	Inyección de agua

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

Tabla 12 (Continuación). Campos y yacimientos con proyectos de RSyM (Fuente: CNH con información de los Operadores).

VI.7.3 Descubrimientos comerciales

El Campo Copali, que se localiza en aguas territoriales del Golfo de México dentro de la Asignación AE-0148-2M-Uchukil, a 27.7 km NE del puerto de Coatzacoalcos, Veracruz (Figura 26); incorporó Reservas 2P y 3P de aceite negro de 25.7° API, como un nuevo descubrimiento dentro del presente Procedimiento de Reservas.

AUTORIZÓ
Firma de Francisco Castellanos Paez
Fecha de Sello Digital: 10/05/2022 03:05:27 p. m.
Sello Digital:
bEE92XPrdkhRamEn6Qx3yIQQ3SQ2uugc+JQyko/l1Uv80tv8BjXYN0GYOh5av07/sABrr666dICaVpVot/1i0rNPejcnqb96tIR+IhgrRXUWm5o02tuK150g9nYDP4SXioKy9r/JOi+JIGGfZwT6p7J12GiYo+2uEze0bYRtjmj5m+O3v/paqWD55qiaXkHQqheCURpUKPqEU3RyNy3YDs9FO894PZSu+VPpr+pKe1hIUh4BzScAGeKjkUgjYIo3YS4Fbpu7Za6SowTdRE3RtF4FzaiP5J/QriqdV8Me7tnTtPUqVGGboZbJ8ON5J/PycxvuAzObpvi4sLDo/vWtdg==

Figura 26. Ubicación del Campo Copali (Fuente: Operador).

En este sentido, se incorporaron volúmenes de aceite y gas conforme a lo que señala la Tabla 13, considerando la inyección de agua como parte de su estrategia de Extracción.

Campo	Reservas 1P			Reservas 2P			Reservas 3P		
	Aceite MMb	Gas MMMpc	PCE MMb	Aceite MMb	Gas MMMpc	PCE MMb	Aceite MMb	Gas MMMpc	PCE MMb
Copali	-	-	-	6.2	3.7	6.7	14.5	12.9	16.1

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

Tabla 13. Reservas asociadas a los descubrimientos comerciales (Fuente: CNH con datos del Operador).

Cabe señalar que, como parte de la Certificación, se identificaron las diferencias entre las Reservas del Operador y el Tercero Independiente, mismas que se cuantifican en la Tabla 14. En este contexto, con base en la información remitida por los Regulados, se observó que dichas variaciones se asocian a diferencias en las estimaciones del volumen original por las interpretaciones estructurales realizadas[19], principalmente en la Categoría 3P, Tabla 15.

Campo	Categoría	Operador		Tercero Independiente	
		Aceite [MMb]	Gas natural [MMMpc]	Aceite [MMb]	Gas natural [MMMpc]
Copali	1P	-	-	-	-
	2P	6.2	3.7	16.2	5.0
	3P	14.5	12.9	28.5	8.8

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

Tabla 14. Diferencias entre las Reservas estimadas por los Regulados para el Campo Copali (Fuente: CNH con datos del Operador).

Campo	Categoría	Operador		Tercero Independiente	
		Aceite [MMb]	Gas natural [MMMpc]	Aceite [MMb]	Gas natural [MMMpc]

[19] Cabe señalar que, al tratarse de un descubrimiento, las estimaciones del Volumen Original presentadas por los Regulados, podrá cambiar conforme se disponga de más información producto de la perforación de nuevos pozos.

AUTORIZÓ
Firma de Francisco Castellanos Paez
Fecha de Sello Digital: 10/05/2022 03:05:27 p. m.
Sello Digital:
bEE92XPrdkhRamEn6Qx3yIQQ3SQ2uugc+JQyko/l1Uv80tv8BjXYN0GYOh5av07/sABrr666dICaVpVot/1i0rNPejcnqb96tIR+IhgrRXUWm5o02tuK150g9nYDP4SXioKy9r/JOi+JIGGfZwT6p7J12GiYo+2uEze0bYRtjmj5m+O3v/paqWD55qiaXkHQqheCURpUKPqEU3RyNy3YDs9FO894PZSu+VPpr+pKe1hIUh4BzScAGeKjkUgjYIo3YS4Fbpu7Za6SowTdRE3RtF4FzaiP5J/QriqdV8Me7tnTtPUqVGGboZbJ8ON5J/PycxvuAzObpvi4sLDo/vWtdg==

Copali	1P	-	-	4.90	1.51
	2P	49.26	21.34	53.99	16.68
	3P	54.58	23.96	81.37	25.15

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

Tabla 15. Diferencias entre los volúmenes originales estimados por los Regulados para el Campo Copali (Fuente: CNH con datos del Operador).

VII. Indicadores Nacionales de Reservas

Con base en los Lineamientos de Reservas, 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).

VII.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:

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

En la Tabla 16 se muestran las tasas de restitución por descubrimientos[20], producto de las actividades exploratorias para las Reservas 1P, 2P y 3P, en los últimos cinco años, misma que se gráfica en la Figura 27 para el vector de petróleo crudo equivalente en dichas categorías.

	Aceite (%)			Gas (%)			PCE (%)		
Año	1P	2P	3P	1P	2P	3P	1P	2P	3P
2018	9.8	28.0	66.8	24.4	53.4	122.0	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

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

AUTORIZÓ
Firma de Francisco Castellanos Paez
Fecha de Sello Digital: 10/05/2022 03:05:27 p. m.
Sello Digital:
bEE92XPrdkhRamEn6Qx3yIQQ3SQ2uugc+JQyko/l1Uv80tv8BjXYN0GYOh5av07/sABrr666dICaVpVot/1i0rNPejcnqb96tIR+IhgrRXUWm5o02tuK150g9nYDP4SXioKy9r/JOi+JIGGfZwT6p7J12GiYo+2uEze0bYRtjmj5m+O3v/paqWD55qiaXkHQqheCURpUKPqEU3RyNy3YDs9FO894PZSu+VPpr+pKe1hIUh4BzScAGeKjkUgjYIo3YS4Fbpu7Za6SowTdRE3RtF4FzaiP5J/QriqdV8Me7tnTtPUqVGGboZbJ8ON5J/PycxvuAzObpvi4sLDo/vWtdg==

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
2022	-	1.0	2.2	-	0.2	0.7	-	0.8	1.9

Tabla 16. Tasa de Restitución Nacional por Descubrimientos (Fuente: CNH con datos de los Operadores. Datos al 1 de enero del año indicado).

Con base en la información presentada, se observa que:

- No hubo incrementos a la categoría 1P por los descubrimientos reportados al 1 de enero de 2022.
- El Campo Copali incorporó volúmenes a las Categorías 2P y 3P, lo cual correspondió a incrementos porcentuales de 0.8% y 1.9%, respectivamente.

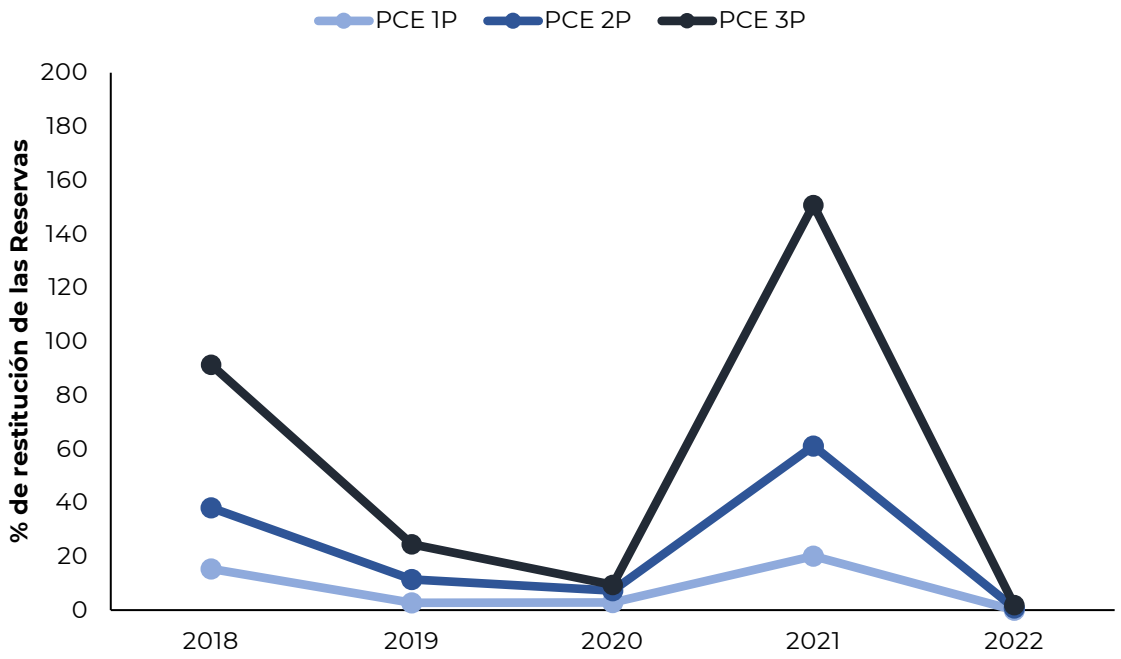


Figura 27. Tasa de Restitución Nacional por Descubrimientos en PCE *(Fuente: CNH con datos del Operador).*

VII.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

AUTORIZÓ
Firma de Francisco Castellanos Paez
Fecha de Sello Digital: 10/05/2022 03:05:27 p. m.
Sello Digital:
bEE92XPrdkhRamEn6Qx3yIQQ3SQ2uugc+JQyko/l1Uv80tv8BjXYN0GYOh5av07/sABrr666dICaVpVot/1i0rNPejcnqb96tIR+IhgrRXUWm5o02tuK150g9nYDP4SXioKy9r/JOi+JIGGfZwT6p7J12GiYo+2uEze0bYRtjmj5m+O3v/paqWD55qiaXkHQqheCURpUKPqEU3RyNy3YDs9FO894PZSu+VPpr+pKe1hIUh4BzScAGeKjkUgjYIo3YS4Fbpu7Za6SowTdRE3RtF4FzaiP5J/QriqdV8Me7tnTtPUqVGGboZbJ8ON5J/PycxvuAzObpvi4sLDo/vWtdg==

incorporación exploratoria, delimitación de yacimientos, desarrollo de campos y revisiones, y el volumen producido en el mismo periodo, como:

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

En la Tabla 17 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 28 para el vector de petróleo crudo equivalente en dichas categorías.

	Aceite (%)			Gas (%)			PCE (%)		
Año	1P	2P	3P	1P	2P	3P	1P	2P	3P
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
2022	90.5	61.2	33.3	146.1	161.3	114.4	103.4	73.7	20.0

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

Tabla 17. Tasa de Restitución Integral Nacional (Fuente: CNH con datos de los Operadores. Datos al 1 de enero del año indicado).

AUTORIZÓ
Firma de Francisco Castellanos Paez
Fecha de Sello Digital: 10/05/2022 03:05:27 p. m.
Sello Digital:
bEE92XPrdkhRamEn6Qx3yIQQ3SQ2uugc+JQyko/l1Uv80tv8BjXYN0GYOh5av07/sABrr666dICaVpVot/1i0rNPejcnqb96tIR+IhgrRXUWm5o02tuK150g9
nYDP4SXioKy9r/JOi+JIGGfZwT6p7J12GiYo+2uEze0bYRtjmj5m+O3v/paqWD55qiaXkHQqheCURpUKPqEU3RyNy3YDs9FO894PZSu+VPpr+pKe1hIUh
4BzScAGeKjkUgjYIo3YS4Fbpu7Za6SowTdRE3RtF4FzaiP5J/QriqdV8Me7tnTtPUqVGGboZbJ8ON5J/PycxvuAzObpvi4sLDo/vWtdg==

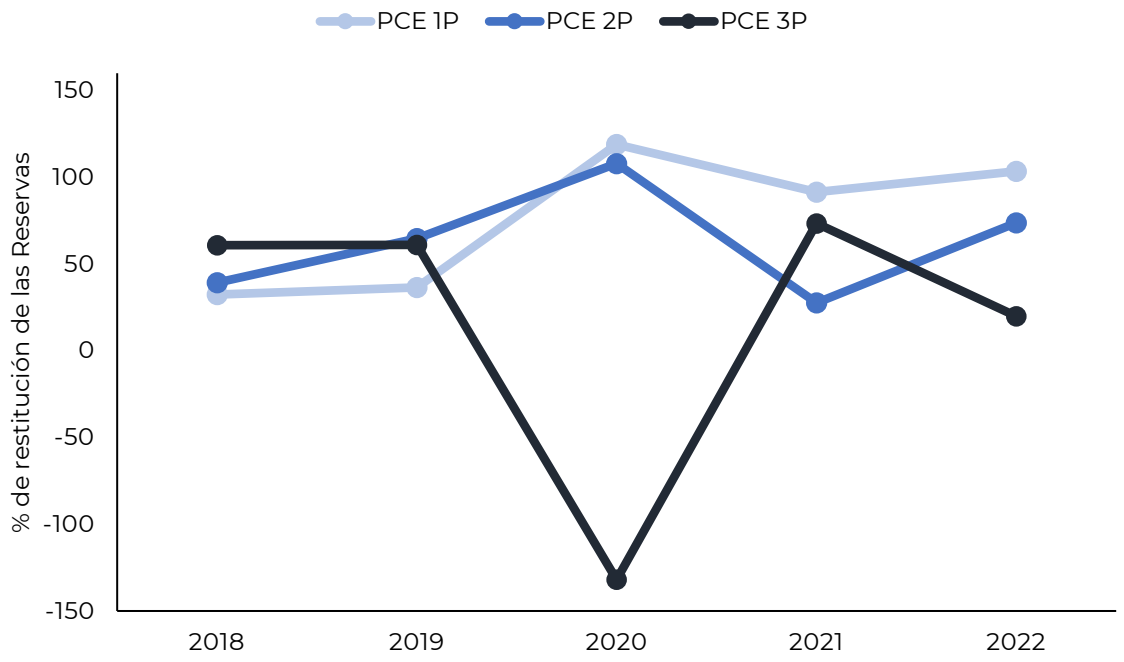


Figura 28. Tasa de Restitución Integral Nacional en PCE *(Fuente: CNH con datos del Operador)*.

Con base en la información presentada, se observa que:

- Existe un incremento en las categorías 1P y 2P respecto del año anterior.
- La categoría 3P muestra una reducción en el porcentaje del indicador respecto del año anterior.
- En todas las Categorías, las tasas de restitución integral nacional fueron positivas, con valores de 103.4%, 73.7% y 20% para los casos 1P, 2P y 3P, respectivamente.

VIII.3. Relación Reserva / Producción

La relación reserva-producción se define como el cociente entre las Reservas al 1 de enero de 2022 y la producción total del año 2021, que asciende a 857.79 MMb en Petróleo Crudo Equivalente. Los resultados obtenidos para este indicador se muestran en la Tabla 18 y en la Figura 29.

Categoría	Aceite (años)	Gas (años)	PCE (años)

AUTORIZÓ
Firma de Francisco Castellanos Paez
Fecha de Sello Digital: 10/05/2022 03:05:27 p. m.
Sello Digital:
bEE92XPrdkhRamEn6Qx3yIQQ3SQ2uugc+JQyko/l1Uv80tv8BjXYN0GYOh5av07/sABrr666dICaVpVot/1i0rNPejcnqb96tIR+IhgrRXUWm5o02tuK150g9nYDP4SXioKy9r/JOi+JIGGfZwT6p7J12GiYo+2uEze0bYRtjmj5m+O3v/paqWD55qiaXkHQqheCURpUKPqEU3RyNy3YDs9FO894PZSu+VPpr+pKe1hIUh4BzScAGeKjkUgjYIo3YS4Fbpu7Za6SowTdRE3RtF4FzaiP5J/QriqdV8Me7tnTtPUqVGGboZbJ8ON5J/PycxvuAzObpvi4sLDo/vWtdg==

1P	9.38	6.19	9.34
2P	17.37	12.32	17.51
3P	25.84	17.81	25.83

Tabla 18. Relación Reserva-Producción Nacional al 1 de enero de 2022 (Fuente: CNH con datos de los Operadores).

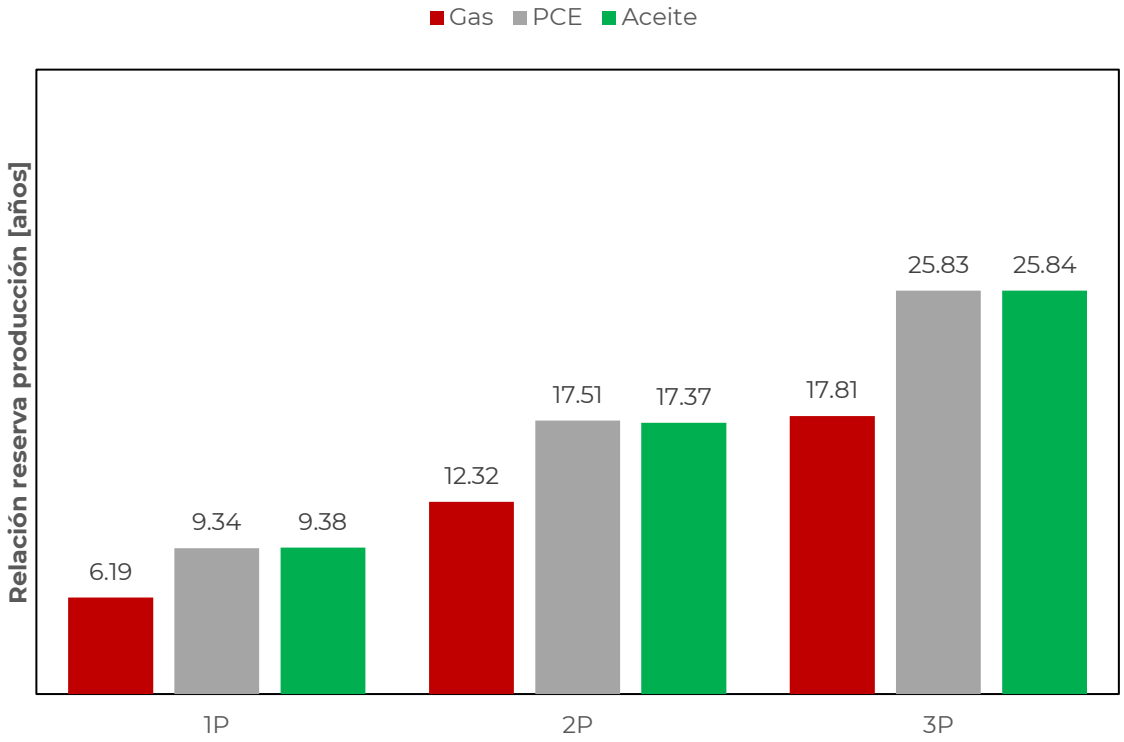


Figura 29. Relación Reserva-Producción Nacional (Fuente: CNH con datos de los Operadores. Datos al 1 de enero de 2022).

La relación reserva-producción de Petróleo Crudo Equivalente, al 1 de enero de 2022, presentan una disminución con respecto al ejercicio 2021 de 0.6 años, 1.4 años como 2.4 años para las categorías 1P, 2P y 3P respectivamente.

AUTORIZÓ
Firma de Francisco Castellanos Paez
Fecha de Sello Digital: 10/05/2022 03:05:27 p. m.
Sello Digital:
bEE92XPrdkhRamEn6Qx3yIQQ3SQ2uugc+JQyko/l1Uv80tv8BjXYN0GYOh5av07/sABrr666dICaVpVot/1i0rNPejcnqb96tIR+IhgrRXUWm5o02tuK150g9nYDP4SXioKy9r/JOi+JIGGfZwT6p7J12GiYo+2uEze0bYRtjmj5m+O3v/paqWD55qiaXkHQqheCURpUKPqEU3RyNy3YDs9FO894PZSu+VPpr+pKe1hIUh4BzScAGeKjkUgjYIo3YS4Fbpu7Za6SowTdRE3RtF4FzaiP5J/QriqdV8Me7tnTtPUqVGGboZbJ8ON5J/PycxvuAzObpvi4sLDo/vWtdg==

VIII. 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 2022.
2. Se analizó la información remitida por los Regulados con base en el PRMS, los Lineamientos y la Normativa aplicable.
3. Los campos Maximino, Nobilis, Doctus y Nab no fueron consolidados en las cifras de Reservas al 1 de enero de 2022.
4. Las cifras de Reservas de los campos Chamak, Kuun, Niquita, Racemosa, Saap, Tekuani, Tlakati, Tum y Tupilco Profundo no fueron considerados en la consolidación de Reservas debido a la falta de Declaratoria de Comercialidad por parte del Operador.
5. El campo Copali incorporó Reservas en las categorías 2P y 3P, como nuevo descubrimiento.
6. 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.
7. Como resultado de la aplicación de los Artículos 23, 24 y 25 respecto de las diferencias en las estimaciones de Petróleo Crudo Equivalente entre los Operadores y Terceros Independientes, se consolida la totalidad de las cifras de Reservas de Hidrocarburos de la Nación al 1 de enero de 2022 (Tabla 19).

Categoría	Aceite	Gas	Condensado	PCE
	MMb	MMMpc	MMb	MMb
Total 1P	6,058.7	10,781.0	29.9	8,014.4
Total 2P	11,219.6	21,460.1	49.4	15,023.8
Total 3P	16,688.1	31,014.8	63.0	22,160.8

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

Tabla 19. Reservas de Hidrocarburos Nacional al 1 de enero de 2022 (Fuente: CNH con datos de los Operadores).

AUTORIZÓ
Firma de Francisco Castellanos Paez
Fecha de Sello Digital: 10/05/2022 03:05:27 p. m.
Sello Digital:
bEE92XPrdkhRamEn6Qx3yIQQ3SQ2uugc+JQyko/l1Uv80tv8BjXYN0GYOh5av07/sABrr666dICaVpVot/1i0rNPejcnqb96tIR+IhgrRXUWm5o02tuK150g9
nYDP4SXioKy9r/JOi+JIGGfZwT6p7J12GiYo+2uEze0bYRtjmj5m+O3v/paqWD55qiaXkHQqheCURpUKPqEU3RyNy3YDs9FO894PZSu+VPpr+pKe1hIUh
4BzScAGeKjkUgjYIo3YS4Fbpu7Za6SowTdRE3RtF4FzaiP5J/QriqdV8Me7tnTtPUqVGGboZbJ8ON5J/PycxvuAzObpvi4sLDo/vWtdg==

Ing. Fabian Lopez Avendaño
Dirección De Reservas Y Subsuelo

ELABORÓ
Firma de Fabian Lopez Avendaño
Fecha de Sello Digital: 10/05/2022 12:34:54 p. m.
Sello Digital:
Eue+16/LAHk6y8keIxqok37NqJZr5qMddquMU38l6KKG12HoCsMGOPfn8A7JUs3wL6qyf0eq2zMyaWycyPB5ye6U/KbPLZZEQDq1K0O4XdUK3W9qDyRFiy5tkG9sxmmaD2NXqjIrXxkwKBXt9ueyquu2UrdpXX7wRY7A3cUtYawYngGmNApFjdXJGdPsmsGQUY+dKJd32eRmzoEtAJTaXoVIw4E/Ep3IP0DVaYZO8HUIKMaG1LlkN63ylG3lWbGimoaGctpJR8JWPi5/7k/HtFIkAtm2w8w7qh5UzAUzPZN2oqgA4kw6W9Rs42tN/2If4m4V2cjVavx0+xVCm5umoA==

"El presente acto administrativo ha sido firmado mediante el uso de la firma electrónica avanzada del funcionario competente, amparada por un certificado vigente a la fecha de la resolución, de conformidad con los artículos 38, párrafos primero, fracción V, tercero, cuarto, quinto y sexto, y 17 D, tercero y décimo párrafos del Código Fiscal de la Federación. De conformidad con lo establecido en los artículos 17-I y 38, quinto y sexto párrafos del Código Fiscal de la Federación, así como en la regla II.2.8.5., fracción I de la Resolución Miscelánea Fiscal para 2014, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 30 de diciembre de 2013, la integridad y autoría del presente documento se podrá comprobar conforme a lo previsto en la ficha de procedimiento 62/CFF contenido en el Anexo 1-A de la citada Resolución."

Ing. Gloria Estefany Vazquez Ceballos
Dirección De Reservas Y Caracterización

ELABORÓ
Firma de Gloria Estefany Vazquez Ceballos
Fecha de Sello Digital: 10/05/2022 12:42:38 p. m.
Sello Digital:
DXnnuL1VCZNS5cD6L7AMVPItzR6EAGabfydvqlIDO2ndnsjw0G31VqDCu3+tv5Q6w1JKPFLMaj+9rasyfHvRaQ80ppCUA8QwVWDI5W5PFNYQ/f9AS3vDQctBqvezadv3EhoV/am5IAkyKh8QjwZDQNaw0jHl1n3dK3kKZkYlD7REYtGpcrW1g+DLadQyxWBQziit3A/7J4aHLNNiuoLPhKyhaHch4uhyRETnAamPAaEcUsIxRRyP85kOIMsRlGsPsmcezczWh8JibQ73fZMABTfTI6m0Nm11gf2sTsE/y4Elli3ZqWoyjrxC1QV+dxOChdJhoWugnnEcqaj9o8QoNQ==

"El presente acto administrativo ha sido firmado mediante el uso de la firma electrónica avanzada del funcionario competente, amparada por un certificado vigente a la fecha de la resolución, de conformidad con los artículos 38, párrafos primero, fracción V, tercero, cuarto, quinto y sexto, y 17 D, tercero y décimo párrafos del Código Fiscal de la Federación. De conformidad con lo establecido en los artículos 17-I y 38, quinto y sexto párrafos del Código Fiscal de la Federación, así como en la regla II.2.8.5., fracción I de la Resolución Miscelánea Fiscal para 2014, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 30 de diciembre de 2013, la integridad y autoría del presente documento se podrá comprobar conforme a lo previsto en la ficha de procedimiento 62/CFF contenido en el Anexo 1-A de la citada Resolución."

Mtro. Hector Erick Gallardo Ferrera
Director de Reservas y Yacimientos

ELABORÓ
Firma de Hector Erick Gallardo Ferrera
Fecha de Sello Digital: 10/05/2022 01:13:51 p. m.

AUTORIZÓ
Firma de Francisco Castellanos Paez
Fecha de Sello Digital: 10/05/2022 03:05:27 p. m.
Sello Digital:
bEE92XPrdkhRamEn6Qx3yIQQ3SQ2uugc+JQyko/l1Uv80tv8BjXYN0GYOh5av07/sABrr666dICaVpVot/1i0rNPejcnqb96tIR+IhgrRXUWm5o02tuK150g9nYDP4SXioKy9r/JOi+JIGGfZwT6p7J12GiYo+2uEze0bYRtjmj5m+O3v/paqWD55qiaXkHQqheCURpUKPqEU3RyNy3YDs9FO894PZSu+VPpr+pKe1hIUh4BzScAGeKjkUgjYIo3YS4Fbpu7Za6SowTdRE3RtF4FzaiP5J/QriqdV8Me7tnTtPUqVGGboZbJ8ON5J/PycxvuAzObpvi4sLDo/vWtdg==

Sello Digital:
L++Wtb4SqksIr3hdOYHf/2IftkbCost75cVMflkfXSEkInS14PDYAvkwZIIjhPs+ZZZgKHNZl1x2V6HHQI0UhN7r5lSiNhOTWXGFznHI4JcU+YPaJdl0ysB/6I2ZCDi0rVTs5QuiRTtB+yoLsHoColOdtPraR35npW94IGKKekdHm/2IVJx2RbfhAFrIwT53S+my6AJOB9lVDyfsdPVDy1n+OU0Ul0TtEqOTtNEHAvNVkEvC1AUNaN1tjIWJRu7LsAWNpu2+B9vZL9gCAi+g10aFMgTq8kT6vVsUkkSIZCzGJdtvk31CuKAJzVlRTuD/+VAzPIUgKkWjqFOjm0SyQg==

"El presente acto administrativo ha sido firmado mediante el uso de la firma electrónica avanzada del funcionario competente, amparada por un certificado vigente a la fecha de la resolución, de conformidad con los artículos 38, párrafos primero, fracción V, tercero, cuarto, quinto y sexto, y 17 D, tercero y décimo párrafos del Código Fiscal de la Federación. De conformidad con lo establecido en los artículos 17-I y 38, quinto y sexto párrafos del Código Fiscal de la Federación, así como en la regla II.2.8.5., fracción I de la Resolución Miscelánea Fiscal para 2014, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 30 de diciembre de 2013, la integridad y autoría del presente documento se podrá comprobar conforme a lo previsto en la ficha de procedimiento 62/CFF contenido en el Anexo 1-A de la citada Resolución."

Ing. Victor Manuel Garcia Valladares
Dirección De Reservas Y Métodos De Estimación

ELABORÓ
Firma de Victor Manuel Garcia Valladares
Fecha de Sello Digital: 10/05/2022 01:22:14 p. m.
Sello Digital:
N3ZRsImuMqg1t7yQa3BBilxlHe8XGbAt1Fm2U4n2649G3QjAgLmxJ/3xwQnv1Dey3CTkga8ycWd8Yb8LlRkrlRF5KX28jL3rTz2vO2jYZef+QgwP2ALgk0O4IMM74625c2RqmEfkmteX5xi6vtzGmSqioPWD13mDrqgJegINGY2MazoXVHZcfSqiWQoHPMsXuD4wAywBA31l6WW27uX/ZWa/hsQOgxKD4eFaeJdCUm591fKk8o728xDiudiPOMRdnVp87MvDuBafgAP8sJxKDOs7cLO7APTjh9cq/ZeM27a50jMFP3v/JELhejToy55QG1DEVM6rbnXQj5sLwipfAg==

"El presente acto administrativo ha sido firmado mediante el uso de la firma electrónica avanzada del funcionario competente, amparada por un certificado vigente a la fecha de la resolución, de conformidad con los artículos 38, párrafos primero, fracción V, tercero, cuarto, quinto y sexto, y 17 D, tercero y décimo párrafos del Código Fiscal de la Federación. De conformidad con lo establecido en los artículos 17-I y 38, quinto y sexto párrafos del Código Fiscal de la Federación, así como en la regla II.2.8.5., fracción I de la Resolución Miscelánea Fiscal para 2014, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 30 de diciembre de 2013, la integridad y autoría del presente documento se podrá comprobar conforme a lo previsto en la ficha de procedimiento 62/CFF contenido en el Anexo 1-A de la citada Resolución."

Ing. Alan Isaak Barkley Velásquez
Director General de Reservas

REVISÓ
Firma de Alan Isaak Barkley Velasquez
Fecha de Sello Digital: 10/05/2022 01:37:48 p. m.
Sello Digital:
MEUDYYYu1SKiBjegJN/RGBD/L/R9sIZF+GV3w1NblEakrv7m7QPxMnwAWadtyUZ5waWKynhWo2rA0ilpgqXPhLA+Ue2GaOFtyGPmbGXFdI4tj7gyj2psOVPZTIadNX2i9wDnTr0siiPHPOkUL/wDZMlokU93eXQynN589LrrZBs/xSBYuasW8p3n4SZOwvggwJL5K2tUbhdN9ICDkluE0LZZzKCEuxIl3VUoAJE2fGFXNAIGW0qLaZ1oasO+t79oEQL98rKqdudvlsCHThfQU55AKtaI5+m2h/e2o+m8djM6x2r6u4a2aZcOLq4V2mwwICHJdPwa0zRZ1hMNvm2QOw==

"El presente acto administrativo ha sido firmado mediante el uso de la firma electrónica avanzada del funcionario competente, amparada por un certificado vigente a la fecha de la resolución, de conformidad con los artículos 38, párrafos primero, fracción V, tercero, cuarto, quinto y sexto, y 17 D, tercero y décimo párrafos del Código Fiscal de la Federación. De conformidad con lo establecido en los artículos 17-I y 38, quinto y sexto párrafos del Código Fiscal de la Federación, así como en la regla II.2.8.5., fracción I de la Resolución Miscelánea Fiscal para 2014, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 30 de diciembre de

AUTORIZÓ
Firma de Francisco Castellanos Paez
Fecha de Sello Digital: 10/05/2022 03:05:27 p. m.
Sello Digital:
bEE92XPrdkhRamEn6Qx3yIQQ3SQ2uugc+JQyko/l1Uv80tv8BjXYN0GYOh5av07/sABrr666dICaVpVot/1i0rNPejcnqb96tIR+IhgrRXUWm5o02tuK150g9nYDP4SXioKy9r/JOi+JIGGfZwT6p7J12GiYo+2uEze0bYRtjmj5m+O3v/paqWD55qiaXkHQqheCURpUKPqEU3RyNy3YDs9FO894PZSu+VPpr+pKe1hIUh4BzScAGeKjkUgjYIo3YS4Fbpu7Za6SowTdRE3RtF4FzaiP5J/QriqdV8Me7tnTtPUqVGGboZbJ8ON5J/PycxvuAzObpvi4sLDo/vWtdg==

2013, la integridad y autoría del presente documento se podrá comprobar conforme a lo previsto en la ficha de procedimiento 62/CFF contenido en el Anexo 1-A de la citada Resolución."

Mtro. Francisco Castellanos Páez
Director General de Dictamenes de Extracción

AUTORIZÓ
Firma de Francisco Castellanos Paez
Fecha de Sello Digital: 10/05/2022 03:05:27 p. m.
Sello Digital:
bEE92XPrdkhRamEn6Qx3yIQQ3SQ2uugc+JQyko/l1Uv80tv8BjXYN0GYOh5av07/sABrr666dICaVpVot/1i0rNPejcnqb96tIR+IhgrRXUWm5o02tuK150g9nYDP4SXioKy9r/JOi+JIGGfZwT6p7J12GiYo+2uEze0bYRtjmj5m+O3v/paqWD55qiaXkHQqheCURpUKPqEU3RyNy3YDs9FO894PZSu+VPpr+pKe1hIUh4BzScAGeKjkUgjYIo3YS4Fbpu7Za6SowTdRE3RtF4FzaiP5J/QriqdV8Me7tnTtPUqVGGboZbJ8ON5J/PycxvuAzObpvi4sLDo/vWtdg==

"El presente acto administrativo ha sido firmado mediante el uso de la firma electrónica avanzada del funcionario competente, amparada por un certificado vigente a la fecha de la resolución, de conformidad con los artículos 38, párrafos primero, fracción V, tercero, cuarto, quinto y sexto, y 17 D, tercero y décimo párrafos del Código Fiscal de la Federación. De conformidad con lo establecido en los artículos 17-I y 38, quinto y sexto párrafos del Código Fiscal de la Federación, así como en la regla II.2.8.5., fracción I de la Resolución Miscelánea Fiscal para 2014, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 30 de diciembre de 2013, la integridad y autoría del presente documento se podrá comprobar conforme a lo previsto en la ficha de procedimiento 62/CFF contenido en el Anexo 1-A de la citada Resolución."

AUTORIZÓ
Firma de Francisco Castellanos Paez
Fecha de Sello Digital: 10/05/2022 03:05:27 p. m.
Sello Digital:
bEE92XPrdkhRamEn6Qx3yIQQ3SQ2uugc+JQyko/l1Uv80tv8BjXYN0GYOh5av07/sABrr666dICaVpVot/1i0rNPejcnqb96tIR+IhgrRXUWm5o02tuK150g9nYDP4SXioKy9r/JOi+JIGGfZwT6p7J12GiYo+2uEze0bYRtjmj5m+O3v/paqWD55qiaXkHQqheCURpUKPqEU3RyNy3YDs9FO894PZSu+VPpr+pKe1hIUh4BzScAGeKjkUgjYIo3YS4Fbpu7Za6SowTdRE3RtF4FzaiP5J/QriqdV8Me7tnTtPUqVGGboZbJ8ON5J/PycxvuAzObpvi4sLDo/vWtdg==