

Comisión Nacional de Hidrocarburos

Desempeño de la CNH en la Regulación de la Exploración y Producción de Hidrocarburos

Auditoría de Desempeño: 2020-0-46100-07-0113-2021

113-GB

Criterios de Selección

Esta auditoría se seleccionó con base en los criterios establecidos por la Auditoría Superior de la Federación para la integración del Programa Anual de Auditorías para la Fiscalización Superior de la Cuenta Pública 2020 considerando lo dispuesto en el Plan Estratégico de la ASF.

Objetivo

Fiscalizar el desempeño de la Comisión Nacional de Hidrocarburos en la regulación y supervisión de la exploración y extracción de hidrocarburos, y en la cuantificación y certificación de las reservas de hidrocarburos.

Alcance

Con el propósito de evaluar el desempeño de la CNH, en el periodo 2014-2020,^{3/} la auditoría comprendió la revisión de las cinco vertientes de análisis siguientes: a) la evolución de las reservas y de la producción de hidrocarburos, así como de la inversión en las actividades de exploración y extracción; b) la regulación a cargo de la CNH, a fin de verificar si la Comisión emitió y modificó las normas necesarias para reglamentar todas las actividades de exploración y producción de hidrocarburos y otras funciones adjetivas, y si ésta elaboró los Análisis de Impacto Regulatorio (AIR) ex ante y ex post aplicables a dichas normas; c) la supervisión de las asignaciones y de los contratos de exploración y producción de hidrocarburos, para constatar si la CNH revisó el cumplimiento de los Compromisos Mínimos de Trabajo, por parte de Petróleos Mexicanos y de las empresas petroleras privadas, establecidos en los títulos de las asignaciones y las cláusulas de los contratos, a fin de verificar que se desarrollaron las actividades conforme a las metas programadas, y si la Comisión realizó la inspección física de las áreas asignadas y contractuales; d) la autosuficiencia de recursos de la CNH, para revisar la evolución de los aprovechamientos que la Comisión obtuvo por la prestación de servicios relacionados con las actividades de exploración y producción de hidrocarburos, a fin de constatar si, por su cobro, el Órgano

^{3/} Este periodo abarca desde el año 2014, cuando la CNH comenzó su labor como Órgano Regulador Coordinado en materia Energética, hasta el año objeto de fiscalización. Cabe señalar que es el 20 de diciembre de 2013 cuando se realizó la Reforma Energética, con la cual se instauró un nuevo arreglo institucional que incluyó la transformación de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), de órgano desconcentrado de la Secretaría de Energía a "Órgano Regulador Coordinado en Materia Energética".

Regulador generó los ingresos necesarios para lograr su autosuficiencia de recursos, y e) el funcionamiento del Órgano de Gobierno de la Comisión, en términos de la organización de sus sesiones, la asistencia requerida de los comisionados a las mismas, las deliberaciones y decisiones acordadas colegiadamente, el ejercicio de todas sus facultades, y si éste abordó los principales riesgos en materia de exploración y producción de hidrocarburos.

La auditoría se realizó de conformidad con la normativa aplicable a la fiscalización superior de la Cuenta Pública para asegurar el logro del objetivo y el alcance establecidos. Los datos proporcionados por el ente fiscalizado fueron, en lo general, suficientes, de calidad, confiables y consistentes para aplicar todos los procedimientos establecidos y para sustentar los hallazgos y la opinión de la Auditoría Superior de la Federación sobre el cumplimiento de los objetivos y las metas de la regulación y supervisión de la exploración y producción de hidrocarburos.

Antecedentes

La industria petrolera en México es un sector fundamental para la economía, debido a que, en la actualidad, los hidrocarburos (petróleo crudo y gas natural) continúan siendo la principal fuente de energía en el país, por lo que, para el desarrollo de las industrias y la provisión de los servicios, es esencial satisfacer la demanda de hidrocarburos y sus derivados. Al respecto, en 2019, los hidrocarburos representaron el 83.9% del total de la energía primaria producida en el país.^{2/}

Una de las tres actividades^{3/} que comprende la industria petrolera es el Upstream, también conocida como la exploración y producción de hidrocarburos, que consiste en la búsqueda, el desarrollo y la producción de campos de petróleo y de gas natural.^{4/}

El 28 de noviembre de 2008, el Congreso de la Unión aprobó cambios a la regulación energética,^{5/} para contribuir a atender la problemática relativa a la reducción de las reservas y de la producción de petróleo y gas del país, entre los que se incluyó la creación de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) como un órgano desconcentrado, con autonomía técnica y operativa, subordinado jerárquicamente a la Secretaría de Energía y dependiente presupuestalmente de la misma, que daría apoyo técnico a esa dependencia

^{2/} Secretaría de Energía, “**Balance Nacional de Energía 2019**”, 2020, p. 29.

^{3/} Además del Upstream, la industria petrolera se compone de otras dos actividades: Midstream y Downstream, la primera se refiere al transporte de los hidrocarburos, desde el yacimiento hasta donde serán refinados y procesados, mientras que, la segunda es el proceso de refinación y transformación del petróleo crudo y el procesamiento del gas natural, con el fin de obtener productos como gasolinas, diésel, gas natural seco y productos petroquímicos, para su distribución y venta.

^{4/} Alfonso Colombano, “**Análisis de Empresas de Petróleo y Gas, Upstream, Midstream y Downstream**”, 2015, p. 20.

^{5/} Las modificaciones en materia energética incluyeron reformas a la siguiente normativa: 1. Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo; 2. Ley de Petróleos Mexicanos; 3. Ley de la Comisión Reguladora de Energía; 4. Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética; 5. Ley Orgánica de la Administración Pública Federal; 6. Ley de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, y 7. Ley para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía.

en las tareas de planeación estratégica del sector, a fin de eficientar y promover las actividades de exploración y producción de hidrocarburos.^{6/} El 20 de mayo de 2009, la CNH quedó formalmente instalada con el nombramiento de los cinco comisionados que, originalmente, integraron su Órgano de Gobierno.^{7/}

En 2009, primer año de operación de la CNH, los estudios de sísmica bidimensional se llevaron a cabo en una extensión territorial de 18,032.1 km², lo que representó 16.1 veces más que la extensión que abarcaron los estudios realizados en 2007; sin embargo, de 2009 a 2013, el territorio en el cual se llevaron a cabo estos estudios disminuyó en 79.8%, al realizarse, en ese último año, estudios de sísmica bidimensional en 3,646.0 km².^{8/} El descenso en la actividad exploratoria repercutió en la reducción de las reservas probadas del país, ya que, de 2008 a 2013, éstas decrecieron en 4.1%. En consecuencia, en ese mismo periodo, la producción de petróleo crudo disminuyó 9.7%, y en 2013 se obtuvo una producción de 2.5 millones de barriles diarios (MMbd).^{9/}

Ante el declive de las actividades exploratorias y de producción de hidrocarburos, el Gobierno Federal planteó la necesidad de una nueva reforma en materia energética, con el objetivo de elevar la exploración y producción de hidrocarburos, al permitir que empresas privadas participaran y complementaran la labor de Pemex, mediante la suscripción de contratos para la exploración y la producción del petróleo y gas.^{10/}

Es por ello que, el 20 de diciembre de 2013, se publicó en el Diario Oficial de la Federación el Decreto por el que se reformaron y adicionaron diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos en materia de energía; con lo que se modificaron los artículos 25,^{11/} 27^{12/} y 28^{13/} de la Constitución y se instauró un nuevo arreglo institucional en el sector energético, en el que la nación mantiene la propiedad sobre los hidrocarburos, pero se permite la participación y competencia de empresas privadas en la exploración y

^{6/} Centro de Estudios Sociales y de Opinión Pública de la Cámara de Diputados, **Iniciativas de Reformas en Materia energética**, México, 2007, pp. 20 y 21.

^{7/} **Comunicado de Prensa 17/2007** [en línea]. [consulta: 10 de febrero de 2021] Disponible en: <https://web.archive.org/web/20140529122022/http://www.sener.gob.mx/portal/Default.aspx?id=1128>

^{8/} Auditoría Superior de la Federación, **Informe del Resultado de la Fiscalización Superior de la Cuenta Pública de 2014, Informe de Auditoría 14-6-47T4L-07-0287-DE-178**, México, 2014, p. 13.

^{9/} **Sistema de Información de Hidrocarburos** [en línea]. [consulta: 10 de febrero de 2021] Disponible en: <https://hidrocarburos.gob.mx/estadisticas/>.

^{10/} Gobierno de la República, **Resumen Ejecutivo de la Reforma Energética**, México, 2013, p. 2.

^{11/} Petróleos Mexicanos y la Comisión Federal de Electricidad se transformaron en Empresas Productivas del Estado.

^{12/} Se estableció que las actividades de exploración y producción de los hidrocarburos se realizaría mediante asignaciones a las Empresas Productivas del Estado o por medio de contratos con éstas o con particulares.

^{13/} Se estableció como áreas estratégicas la exploración y producción de hidrocarburos. Además, la Comisión Nacional de Hidrocarburos y la Comisión Reguladora de Energía se designaron como Órganos Reguladores en Materia Energética.

producción de hidrocarburos,^{14/} como complemento a las actividades que Petróleos Mexicanos (Pemex) llevaba a cabo previamente.

La apertura a la iniciativa privada planteó la necesidad de fortalecer la regulación del sector, por lo que, con la reforma, se transformó a la CNH de órgano desconcentrado a “Órgano Regulador Coordinado en Materia Energética”,^{15/} para que además de disponer de la autonomía técnica y de gestión que ya poseía, contara con personalidad jurídica propia y autosuficiencia de recursos, con la finalidad de fomentar a elevar las reservas de hidrocarburos; elevar la obtención de petróleo crudo y de gas natural, así como a incrementar la inversión en el sector,^{16/} mediante la emisión de regulaciones para normar las actividades de exploración y producción, y la supervisión del cumplimiento de los Compromisos Mínimos de Trabajo,^{17/} establecidos en las asignaciones^{18/} y los contratos^{19/} de exploración y producción de hidrocarburos,^{20/} en los cuales se programan las metas para el desarrollo de las actividades a realizar por Pemex y las empresas privadas.

En ese contexto, en esta auditoría se analizó el desempeño de la CNH, en 2020, con objeto de evaluar la evolución de las reservas y la producción de hidrocarburos, la emisión y modificación de la normativa a cargo de la Comisión, la supervisión del cumplimiento de los Compromisos Mínimos de Trabajo de las asignaciones y los contratos de exploración y producción, la inspección física de las áreas asignadas y contractuales, la autosuficiencia de recursos del Órgano Regulador, y el funcionamiento del Órgano de Gobierno de la Comisión.

Resultados

1. Evolución de las reservas, de la producción de hidrocarburos y de la inversión en el sector

Debido a que las funciones de regulación y supervisión ejercidas por la CNH tienen como fin último procurar y promover el desarrollo de las actividades de exploración y producción de

^{14/} **Presentación de las iniciativas de las Leyes Secundarias de la Reforma Constitucional en Materia Energética enviadas al Senado de la República por el Poder Ejecutivo Federal**, [en línea]. [consulta: 10 de febrero de 2021] Disponible en: https://www.senado.gob.mx/comisiones/energia/docs/reforma_energetica/presentacion.pdf

^{15/} **Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética**, artículo 2.

^{16/} **Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética**, artículo 39, fracciones III y IV.

^{17/} Los Compromisos Mínimos de Trabajo se refieren a las metas, en términos de actividades o de Unidades de Trabajo, mínimas, que debe cumplir el asignatario o el contratista, en un tiempo determinado.

^{18/} Una asignación es el acto jurídico administrativo mediante el cual la Secretaría de Energía concede, a Pemex el derecho para realizar actividades de exploración y producción de hidrocarburos en un área territorial determinada, por un tiempo específico.

^{19/} Un contrato para la exploración y producción de hidrocarburos es el acto jurídico mediante el cual el Estado mexicano, por medio de la CNH, conviene con Pemex o con una persona moral, la exploración y producción de hidrocarburos en un área territorial específica, por un tiempo determinado.

^{20/} **Ley de Hidrocarburos**, artículos 7, fracción II; 31, fracción VI, y 43, fracción I.

hidrocarburos, por parte de Pemex y de las empresas petroleras privadas,^{21/} en este resultado se analizó: a) si la Comisión contó con indicadores para medir el fin al cual busca contribuir, y si estos indicadores son útiles para llevar a cabo dicha medición; b) el potencial petrolero que el Estado mexicano ha otorgado para la exploración y la producción de hidrocarburos, mediante las asignaciones y los contratos; c) la evolución de las reservas, de la producción de hidrocarburos de Pemex y de empresas privadas, y de la inversión en el sector, en el periodo 2014-2020, el cual abarca desde la transformación de la CNH de órgano desconcentrado a Órgano Regulador Coordinado en Materia Energética, hasta el ejercicio fiscal objeto de fiscalización, y d) el análisis de la causa raíz de la caída de las reservas y de la producción de hidrocarburos.

a) Análisis de los indicadores establecidos por la CNH para medir su contribución al fomento de las actividades de exploración y producción de hidrocarburos

- **Reservas:** Originalmente, se identificó que, en las Matrices de Indicadores para Resultados de los Programas presupuestarios (Pp) G001^{22/} y G002,^{23/} correspondientes a 2020, no se establecieron indicadores vinculados con las reservas de hidrocarburos; sin embargo, derivado de la presentación de resultados finales y observaciones preliminares, mediante el oficio núm. 234.176/2020 del 28 de septiembre de 2021, la Comisión aclaró que en la MIR del programa presupuestario P001,^{24/} estableció dos indicadores: “Porcentaje de la consolidación de Reservas cuantificadas” y “Porcentaje de análisis para la consolidación de reservas 1P, 2P y 3P”, los cuales están directamente relacionados con las reservas, ya que miden la consolidación nacional de éstas, tanto de Petróleos Mexicanos como de las empresas petroleras privadas.
- **Producción:** En las MIR de los Pp G001 y G002, la CNH estableció dos indicadores: “Producción de Hidrocarburos-Petróleo Crudo” y “Producción de Hidrocarburos-Gas Natural”, los cuales miden los volúmenes de petróleo y gas obtenidos de los pozos productores de los campos petroleros de Pemex Exploración y Producción (PEP); por lo que ambas métricas se enfocan en cuantificar la producción de hidrocarburos de Pemex en las áreas que le fueron asignadas por la SENER, sin considerar el volumen producido por las empresas petroleras privadas que tienen suscritos contratos con el Estado mexicano.

^{21/} Al respecto, la misión de la CNH consiste en “regular de manera eficiente y confiable la exploración y extracción de hidrocarburos en México, para propiciar la inversión y el crecimiento económico”, y el artículo 39, fracciones II, III y VI, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética establece que la CNH ejercerá sus funciones, procurando “Eleva (...) la obtención del volumen máximo de petróleo crudo y gas natural (...)”; “La reposición de las reservas de hidrocarburos”, así como “Promover el desarrollo de las actividades de (...) extracción de hidrocarburos en beneficio del país y el desarrollo económico”.

^{22/} Programa presupuestario G001 “Promoción y regulación de Hidrocarburos”.

^{23/} Programa presupuestario G002 “Administración Técnica de Asignaciones y Contratos”.

^{24/} Programa presupuestario P001 “Estudios de Evaluación y Verificación de Hidrocarburos”.

Si bien en 2020 la CNH acreditó contar con indicadores relacionados con las reservas y la producción de hidrocarburos en el país, los indicadores no dan cuenta de la producción de las empresas privadas, sólo de la de Pemex, por lo que se reporta información parcial sobre el sector, en términos de los artículos 39, fracción II, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, y 110, párrafo cuarto, de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria.

Sin embargo, como hechos posteriores, y en respuesta a la reunión de resultados finales, mediante el oficio núm. 234.176/2020, del 28 de septiembre de 2021, la CNH acreditó que:

- En 2020, inició las gestiones ante la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP), para modificar los indicadores que integran las MIR de los programas presupuestarios G001, G002 y P001, con la finalidad de adecuar las métricas a las competencias del Órgano Regulador.
- Derivado de las gestiones, en 2021, en la MIR del Pp G002 se incluyeron 2 indicadores directamente relacionados con la producción: “Dictámenes Técnicos de Planes de Desarrollo, Evaluación y/o Provisionales elaborados para presentar ante el Órgano de Gobierno” y “Porcentaje de Planes de Desarrollo, Evaluación y/o Provisionales para la Extracción de Hidrocarburos con análisis de información para elaborar Dictamen Técnico”, los cuales consideran, en su cuantificación, tanto a Pemex como a las empresas petroleras privadas.

Por lo anterior, la observación originalmente señalada sobre la insuficiencia de indicadores para evaluar la contribución de la CNH en la producción de hidrocarburos se considera solventada durante la auditoría.

Para revisar el comportamiento de las actividades de exploración y producción, a las cuales busca coadyuvar la CNH por medio de su regulación y supervisión, el grupo auditor analizó el potencial petrolero que se está aprovechando en el país mediante las asignaciones y los contratos, así como las estadísticas de las reservas, de la producción de hidrocarburos, y de la inversión en la exploración y producción.

b) Potencial petrolero que el Estado mexicano ha otorgado para la exploración y la producción de hidrocarburos, mediante las asignaciones y los contratos

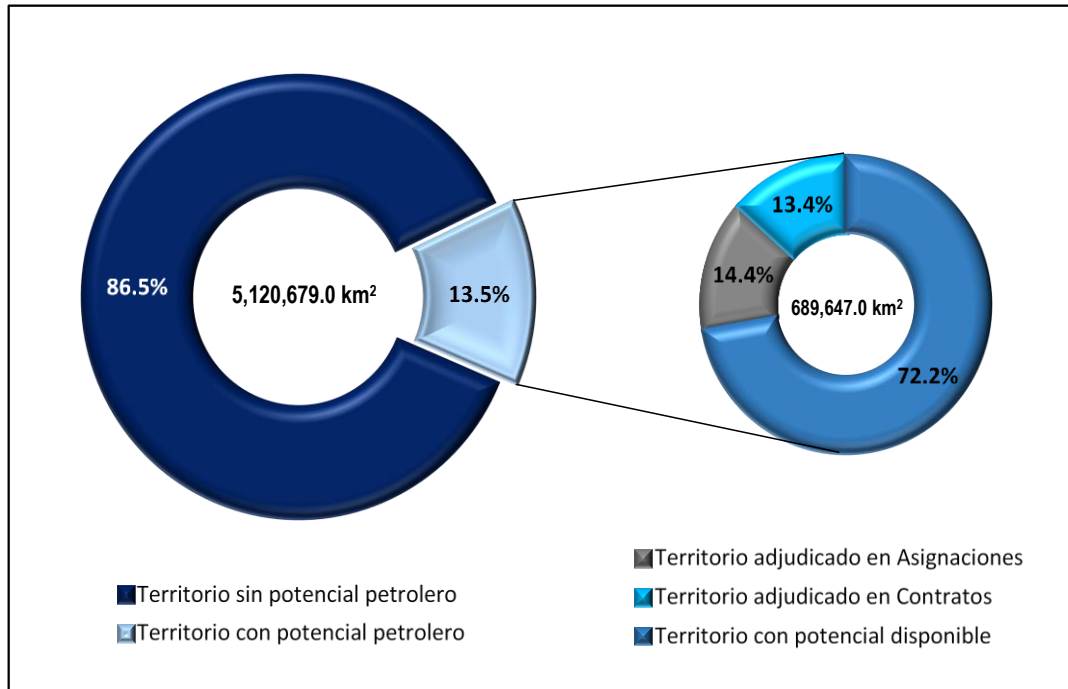
México cuenta con una extensión territorial de 5,120,679.0 km²,^{25/} de la cual, de acuerdo con estimaciones de la CNH, el 13.5% (689,647.0 km²) tiene potencial petrolero.

A 2020, el Gobierno Federal había otorgado, mediante 399 asignaciones y 111 contratos, una extensión de 191,709.3 km² (27.8%) para la exploración y producción de hidrocarburos,

^{25/} INEGI, **Cuéntame de México** [en línea]. [consulta: en marzo de 2021] Disponible en: <http://www.cuentame.inegi.org.mx/territorio/extension/default.aspx?tema=T#>.

por lo que, ese año, el área sin explotar del país fue de 497,937.7 km², lo que representó el 72.2% de la extensión territorial con potencial petrolero,^{26/} como se observa en el gráfico siguiente:

EXTENSIÓN TERRITORIAL DE MÉXICO CON POTENCIAL PETROLERO, 2020



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en información proporcionada por la Comisión Nacional de Hidrocarburos, mediante los oficios núm. 234.007/2021 y núm. 234.024/2021, del 13 y 28 de enero de 2021, respectivamente, así como con información del Instituto Nacional de Estadística y Geografía, consultado en marzo de 2021, disponible en <http://www.cuentame.inegi.org.mx/territorio/extension/default.aspx?tema=T#>.

Al respecto, en 2020, Pemex realizó actividades de exploración y producción de hidrocarburos en el 14.4% del área con potencial petrolero del país, mediante las 399 asignaciones que tuvo a su cargo; en tanto que, la EPE en conjunto con empresas petroleras privadas, aprovecharon el 13.4% del área con potencial petrolero del país, por medio de la suscripción de 111 contratos de exploración y producción de hidrocarburos, que estuvieron vigentes ese año.^{27/}

^{26/} La Comisión Nacional de Hidrocarburos indicó que “el área del Estado por asignar con potencial petrolero consiste en el área remanente descontando el área asignada en asignaciones y contratos para la exploración”.

^{27/} El detalle de las asignaciones y los contratos de exploración y extracción de hidrocarburos se presenta en los resultados núms. 3 “Supervisión e inspección de las asignaciones de exploración y producción de hidrocarburos” y 4 “Supervisión e inspección de los contratos de exploración y producción de hidrocarburos”, de este informe.

Si bien, en 2020, Pemex y las empresas petroleras privadas realizaron actividades de exploración y producción de hidrocarburos en el 27.8% del área con potencial petrolero del país, derivado del otorgamiento de las asignaciones y la suscripción de los contratos, en el periodo 2014-2020, se registró una reducción en las reservas totales, la producción total de hidrocarburos y la inversión total en la exploración y la producción de hidrocarburos, como se muestra en el apartado siguiente.

c) Evolución de las reservas, de la producción de hidrocarburos y de la inversión en la exploración y producción de hidrocarburos en el país

c.1) Reservas de hidrocarburos cuantificadas por Pemex y empresas privadas, y certificadas por la CNH

La CNH acreditó que, en 2020, llevó a cabo la certificación de las reservas de petróleo crudo del país^{28/} que fueron cuantificadas por Pemex y las empresas petroleras privadas con las que el Estado tuvo suscritos contratos de exploración, en cumplimiento de los artículos 35, fracción II, y 43, fracción II, inciso b, de la Ley de Hidrocarburos.

Con base en la revisión de la información de las reservas certificadas por la CNH, el grupo auditor analizó la evolución de éstas, en el periodo 2014-2020, la cual se presenta a continuación:

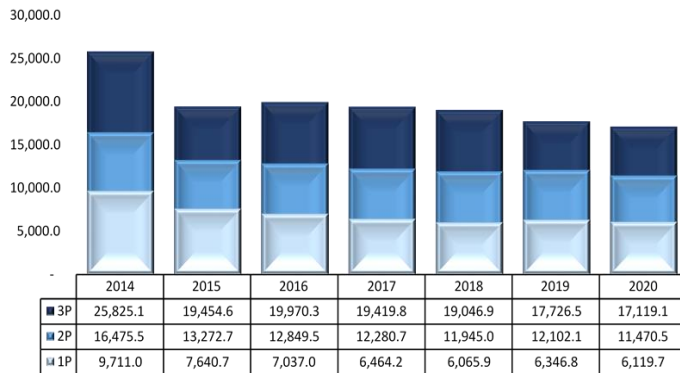
^{28/} El proceso para certificar las reservas de hidrocarburos del país, realizado por la CNH, consiste en que la Comisión identifique si la información presentada por Petróleos Mexicanos y las empresas petroleras privadas con las que el Estado tiene suscritos contratos de exploración son consistentes con las cifras que presentan los "terceros independientes" (empresas contratadas para llevar a cabo una cuantificación imparcial de las reservas).

EVOLUCIÓN DE LAS RESERVAS DE HIDROCARBUROS DEL PAÍS, 2014-2020
(PETRÓLEO CRUDO EQUIVALENTE, PETRÓLEO CRUDO Y GAS NATURAL)

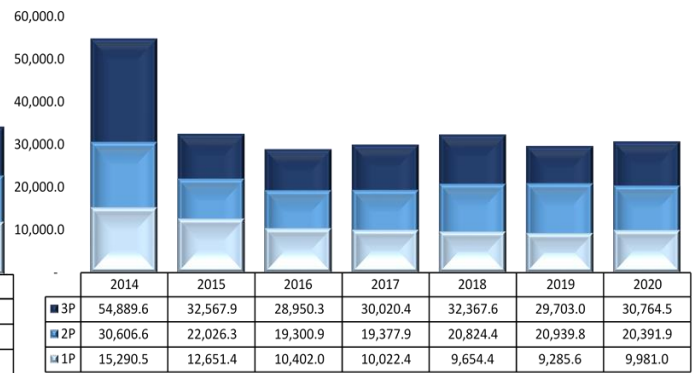
RESERVAS DE PETRÓLEO CRUDO EQUIVALENTE 2014-2020
(millones de barriles de petróleo crudo equivalente)



RESERVAS DE PETRÓLEO CRUDO 2014-2020
(millones de barriles de petróleo crudo)



RESERVAS DE GAS NATURAL 2014-2020
(miles de millones de pies cúbicos de gas)



Se identificó que, de 2014, año en que la Comisión comenzó sus labores como Órgano Regulador Coordinado, a 2020, se registró una reducción de las reservas totales de petróleo crudo equivalente, de petróleo crudo y de gas natural, ya que en ese periodo: a) las reservas de petróleo crudo equivalente 1P, 2P y 3P disminuyeron en 38.7%, 33.7% y 38.9%, respectivamente; b) las reservas de petróleo crudo 1P, 2P y 3P decrecieron en 37.0%, 30.4% y 33.7%, respectivamente, y c) las reservas de gas natural 1P, 2P y 3P se redujeron en 34.7%, 33.4% y 44.0%, respectivamente. En el inciso d, de este resultado, se abordan las causas que han provocado la situación antes descrita.

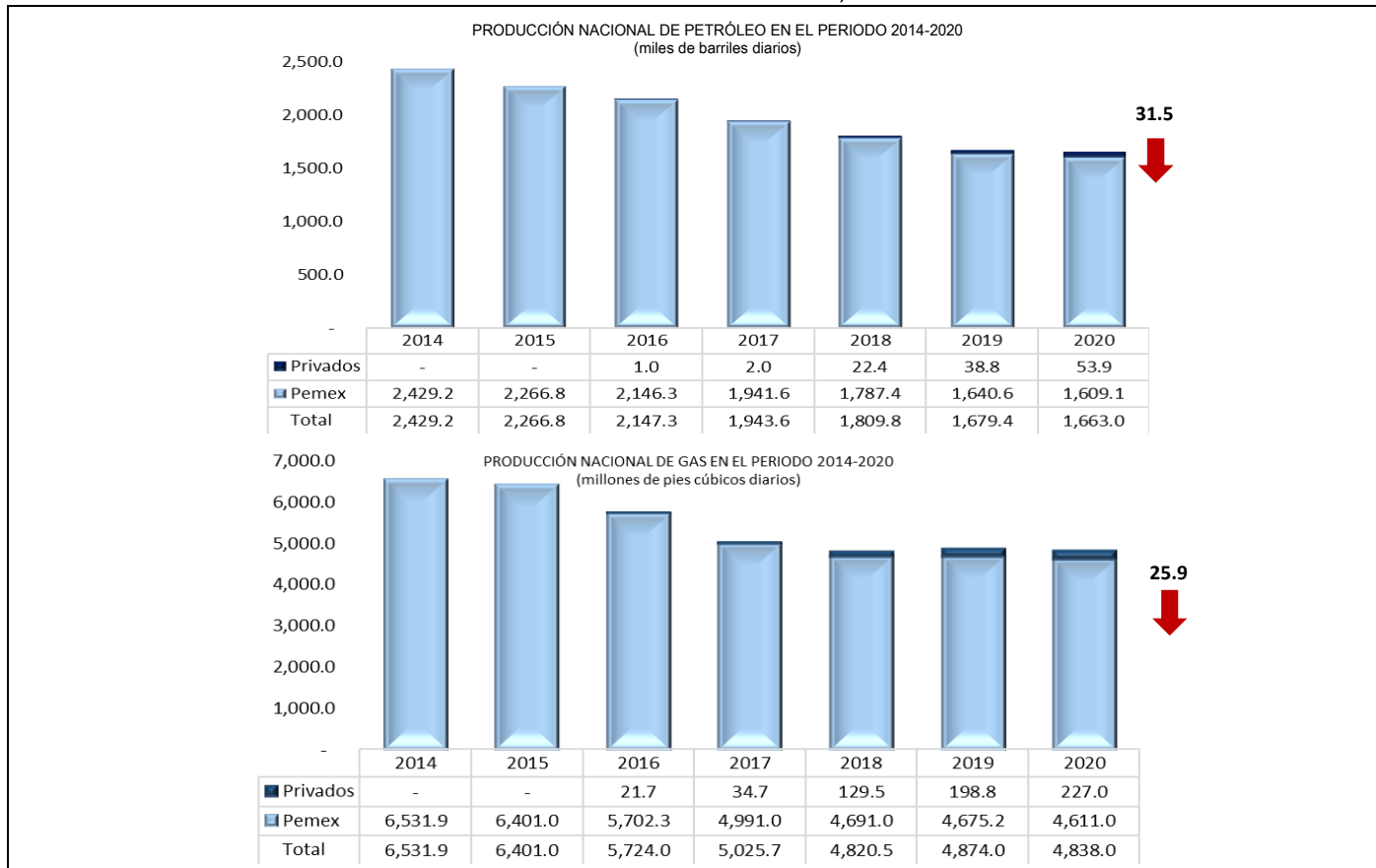
Cabe señalar que, en todos los casos, el mayor decremento de reservas se presentó de 2014 a 2015, ya que, en ese periodo: a) las reservas de petróleo crudo equivalente 1P, 2P y 3P

decrecieron en 21.3%, 22.6% y 30.1%, respectivamente; b) las reservas de petróleo crudo 1P, 2P y 3P decrecieron en 21.3%, 19.4% y 24.7%, respectivamente, y c) las reservas de gas natural 1P, 2P y 3P disminuyeron en 17.3%, 28.0% y 40.7%, respectivamente.

c.2) Producción de hidrocarburos del país

En 2020, el Centro Nacional de Información de Hidrocarburos (CNIH) reportó la información actualizada de la producción de hidrocarburos del país, en cumplimiento del artículo 35, fracción I, de la Ley de Hidrocarburos. Al respecto, se identificó que, en el periodo 2014-2020, la producción nacional de petróleo crudo y de gas natural disminuyó en 31.5% y 25.9%, respectivamente, como se presenta a continuación.

EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN NACIONAL DE PETRÓLEO CRUDO Y DE GAS NATURAL, 2014-2020



➤ **Petróleo Crudo**

En el periodo 2014-2020, la producción total de petróleo crudo del país disminuyó en 31.5%. En dicho periodo, la producción de petróleo crudo de Pemex se redujo 33.8%; mientras que, de 2016 a 2020,^{29/} la producción de petróleo crudo de las empresas petroleras privadas, pasó de 1.0 a 53.9 Mbd.

➤ **Gas Natural**

En el periodo 2014-2020, la producción total de gas natural disminuyó en 25.9%. En este periodo, la producción de gas natural de Pemex se redujo 29.4%; mientras que, de 2016 a 2020,^{30/} la producción de las empresas petroleras privadas, pasó de 21.7 a 227.0 MMpcd.

La reducción de la producción de petróleo crudo y gas natural obedece a causas externas a la Comisión, mismas que se analizan en el inciso d del resultado.

c.3) Inversión en la exploración y producción de hidrocarburos en el país

De 2015^{31/} a 2020, la inversión total ejercida en la exploración y producción de hidrocarburos en el país se redujo 54.4%, como se presenta en el gráfico siguiente:

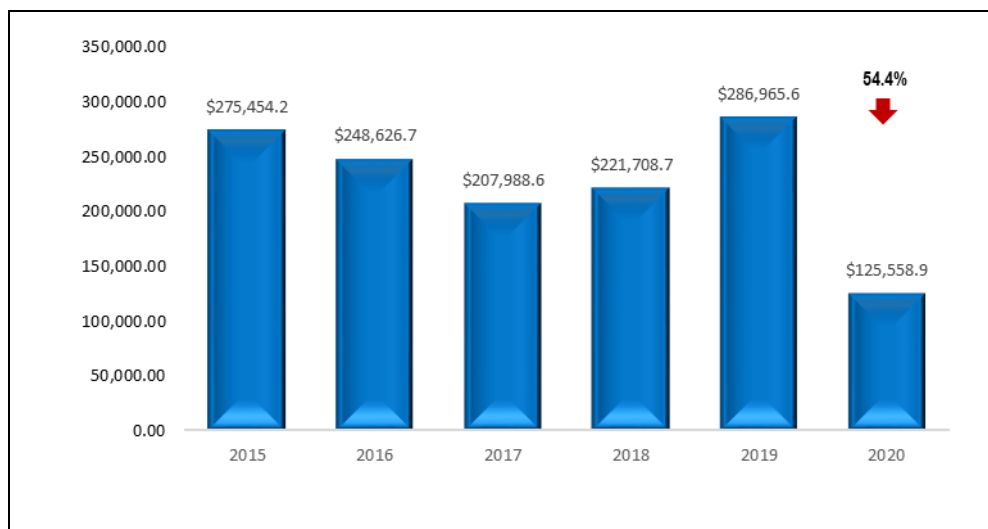
^{29/} En 2014 y 2015 las empresas petroleras privadas no reportaron producción de petróleo crudo, porque los primeros contratos de producción, de éstas con el Estado Mexicano, se suscribieron a finales de 2015.

^{30/} En 2014 y 2015 las empresas petroleras privadas no reportaron producción de gas natural, porque los primeros contratos de producción, de éstas con el Estado Mexicano, se suscribieron a finales de 2015.

^{31/} A partir del año 2015 se comenzaron a reportar a la Comisión Nacional de Hidrocarburos inversiones vinculadas a las asignaciones y a los contratos de exploración y producción de hidrocarburos.

INVERSIÓN EJERCIDA EN LA EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS EN EL PAÍS, 2015-2020

(Millones de pesos)



FUENTE: Elaborado por la ASF, con base en la información del Centro Nacional de Información de Hidrocarburos.

De 2015 a 2017, la inversión total ejercida en exploración y producción de hidrocarburos decreció en 24.5% (67,465.6 Mdp); en contraste, en 2018 y 2019, la inversión se incrementó. No obstante, de 2019 a 2020, la inversión en este rubro disminuyó 56.2%.

c.4) Estrategias implementadas por la CNH para garantizar la seguridad de la información sobre hidrocarburos

Para contribuir a garantizar la seguridad de la información geológica, geofísica, petrofísica y petroquímica del CNIH, en 2019, la CNH publicó los Lineamientos para Uso y Entrega de Información al CNIH, mediante los cuales se normaron los tipos de licencia para usar la información y los términos de confidencialidad de la información. Asimismo, a partir de ese año, se implementó el Sistema de Acceso y Visualización de Información Técnica (SAVIT) que es la herramienta mediante la cual los usuarios pueden tener acceso a la información resguardada por el CNIH, garantizando el cumplimiento de estándares de control y seguridad.^{32/}

Además, en 2020, la CNH identificó como uno de sus riesgos el tener “Sistemas Informáticos implementados que sean vulnerables ante amenazas externas”,^{33/} al respecto, para reducir

^{32/} Comisión Nacional de Hidrocarburos, **Informe de Labores 2019**, [en línea]. [consulta: en agosto de 2021] Disponible en: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/578060/informe_2019.pdf

^{33/} La CNH proporcionó la información mediante el oficio núm. 234.007/2021 del 13 de enero de 2021.

dicho riesgo, la Comisión implementó: a) una estrategia en materia de Tecnologías de Información y Comunicación (TIC), que aborda la gestión de servicios y la seguridad de la información; b) el Sistema de Gestión de Seguridad de la Información, basado en la norma ISO/IEC 27001:2013, para garantizar la protección de su información; c) el Sistema de Gestión de Seguridad de la Información, del cual obtuvo las certificaciones en las normas ISO/IEC 27001:2013 e ISO/IEC/272019:2017, las cuales son evaluadas mediante auditorías internas y externas, y d) el “Servicio Integral para la Administración Técnica de la CNH”, para garantizar la confidencialidad, integridad y disponibilidad de la información, mediante mecanismos de respaldo y almacenamiento de bases de datos históricas y actuales, en cumplimiento del artículo 46, fracción XIII, del Reglamento Interno de la CNH.

d) Análisis de la causa raíz de la disminución de las reservas y de la producción de hidrocarburos

Para profundizar sobre las razones de la reducción de las reservas y de la producción de hidrocarburos en el país, durante el periodo 2014-2020, el grupo auditor realizó un análisis de la causa-raíz de esta problemática.^{34/} Con base en dicho análisis, se identificó que la disminución de las reservas y de la producción de hidrocarburos obedece a factores como el grado de madurez de los campos petroleros; la reducción de la inversión en exploración y producción; la insuficiente utilización y mantenimiento de la infraestructura productiva de Pemex Exploración y Producción (PEP), y la crisis petrolera internacional ocurrida en 2020, por la pandemia de la COVID-19, que condujo a una caída mundial en la demanda de petróleo crudo y a una alta volatilidad de sus precios, como se detalla a continuación:

d.1.) Grado de madurez de los campos petroleros

En el informe de la auditoría de desempeño núm. 414-DE “Desempeño de Petróleos Mexicanos”,^{35/} practicada con motivo de la fiscalización de la Cuenta Pública 2019, se identificó que, entre las causas de la disminución de las reservas y de la producción de hidrocarburos, se encuentra el estado de los yacimientos de hidrocarburos, ya

^{34/} El análisis de la causa-raíz es un enfoque que permite comprender por qué sucedió una situación determinada, es decir, se utiliza para identificar qué provocó cierta problemática. **Fundación Canadiense de Auditoría y Responsabilidad, Integración del Análisis de la Causa Raíz en la Auditoría de Desempeño del Sector Público-Segunda Edición** [en línea]. [consulta: en marzo de 2021] Disponible en: <https://www.caaf-fcar.ca/images/pdfs/research-publications/RootCauseAnalysisEN.pdf>

^{35/} Auditoría Superior de la Federación, **Informe del Resultado de la Fiscalización Superior de la Cuenta Pública 2019, Auditoría de Desempeño núm. 414-DE Desempeño de Petróleos Mexicanos**, México, 2021, p. 106. [en línea]. [consulta: en marzo de 2021] Disponible en: https://www.asf.gob.mx/Trans/Informes/IR2019c/Documentos/Auditorias/2019_0414_a.pdf

quectualmente hay yacimientos que presentan una declinación natural,^{36/} un abatimiento de presión^{37/} y un avance del contacto agua-aceite.^{38/}

Además, se identificó que, el 64.7% de los campos petroleros del país son “maduros”, por lo que presentan una declinación natural en su producción; lo que implica retos financieros, operativos y tecnológicos para continuar con la extracción, así como inversiones adicionales para mantener la producción actual.^{39/}

d.2.) Disminución de la inversión en exploración y producción de hidrocarburos

En el informe de la auditoría de desempeño núm. 414-DE “Desempeño de Petróleos Mexicanos”,^{40/} también se identifica, como una de las razones del declive de las reservas de petróleo crudo en el país, la insuficiente inversión en exploración por parte de Pemex, lo que repercutió en que, de 2015 a 2019, se redujeran los estudios exploratorios en 46.0%, al pasar de 56 a 30 estudios.

Además, de acuerdo con los datos del Centro Nacional de Información de Hidrocarburos, de 2015 a 2020, la inversión total en la exploración y producción de hidrocarburos en el país decreció en 54.4% (149,895.4 millones de pesos), al pasar de 275,454.2 a 125,558.9 millones de pesos.

d.3.) Insuficiente utilización y mantenimiento de la infraestructura de PEP

En el informe de la auditoría de desempeño núm. 455-DE “Desempeño de la Empresa Productiva Subsidiaria Pemex Exploración y Producción”, correspondiente a la fiscalización de la Cuenta Pública 2018, se precisó que, en ese año, PEP utilizó el 55.6% de la capacidad instalada de la infraestructura operativa de la empresa y realizó 66,838 mantenimientos a

^{36/} Se refiere a los campos maduros que llevan operando más de 20 años y muestran un declive constante en la producción.

^{37/} Consiste en la disminución de la presión en el yacimiento que, como consecuencia, reduce los volúmenes de gas que se producen, hasta que se alcanza una presión de abandono del campo.

^{38/} En los campos maduros se genera una zona de petróleo inmóvil (que no puede ser extraído) debido a que se mezcla con el agua.

^{39/} Gaspar Franco Hernández, **Campos Maduros en México**. [en línea]. [consulta: en octubre de 2021] Disponible en: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/418486/Pl_tica_6_Campos_Maduros_en_M_xico.pdf

^{40/} Auditoría Superior de la Federación, **Informe del Resultado de la Fiscalización Superior de la Cuenta Pública 2019, Auditoría de Desempeño núm. 414-DE Desempeño de Petróleos Mexicanos**, México, 2021, p. 106. [en línea]. [consulta: en marzo de 2021] Disponible en: https://www.asf.gob.mx/Trans/Informes/IR2019c/Documentos/Auditorias/2019_0414_a.pdf

sus instalaciones y ductos, lo que representó el 26.0% de los mantenimientos requeridos para operar las instalaciones en óptimas condiciones.^{41/}

Cabe señalar que, en 2020, PEP utilizó el 73.5% de la capacidad de sus activos (como plataformas y equipos de perforación) y cumplió en 73.5% su programa de mantenimientos.

El estado de la infraestructura de PEP, subsidiaria que realiza la exploración y producción de hidrocarburos en Pemex, es otra de las causas que repercuten en la disminución de las reservas y la producción de hidrocarburos en el país.

d.4.) Crisis petrolera internacional provocada por la pandemia de la COVID-19

El descenso de la actividad económica mundial, ocasionado por la pandemia del COVID-19, afectó la demanda de petróleo de numerosos países y regiones,^{42/} lo que provocó que, en 2020:

- El consumo de petróleo disminuyera en 9.3%, lo que significó su nivel más bajo desde 2011.^{43/}
- Al respecto, la Agencia Internacional de Energía señaló, en su Reporte de Petróleo Crudo 2021, que el impacto de la demanda inducido por la COVID-19 disminuiría el ritmo de la expansión de la capacidad de producción mundial de petróleo durante los próximos 6 años. Al mismo tiempo, el colapso de la demanda condujo a contar con una capacidad de producción excedente. Lo anterior, provocó que las inversiones en “upstream” y los planes de expansión se redujeran. En 2020, los operadores invirtieron un tercio menos de lo previsto a principios de año, y para 2021, se espera que la inversión total aumente sólo marginalmente. Esos recortes ya están limitando el crecimiento de la oferta en todo el mundo, y la capacidad de producción de petróleo.^{44/}

^{41/} Auditoría Superior de la Federación, **Informe del Resultado de la Fiscalización Superior de la Cuenta Pública 2018**, Auditoría de Desempeño núm. 455-DE Desempeño de la Empresa Productiva Subsidiaria Pemex Exploración y Producción, pp. 68 y 70. [en línea]. [consulta: en junio de 2021] Disponible en: https://www.asf.gob.mx/Trans/Informes/IR2018c/Documentos/Auditorias/2018_0455_a.pdf

^{42/} Global Energy, **Datos Macro, COVID-19 reduce la demanda de energía, pero acelera la disminución de emisiones de CO2, 2020**. [en línea]. [consulta: en julio de 2021] Disponible en: <https://globalenergy.mx/noticias/electricidad/covid19-reduce-la-demanda-de-energia-pero-acelera-la-disminucion-de-emisiones-de-co2/>

^{43/} BP Energy, **Statistical Review of World Energy 2021 | 70th edition**, p.2. [en línea]. [consulta: en julio de 2021] Disponible en: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2021-full-report.pdf>

^{44/} International Energy Agency, **Oil 2021, Analysis and Forecast to 2026**. [en línea]. [consulta: en octubre de 2021] Disponible en: <https://www.iea.org/reports/oil-2021>

- El precio del petróleo (Brent) promediara los 41.84 dólares por barril, el más bajo desde 2004.^{45/}
- En el caso de México, para 2020, se proyectó un precio para la mezcla mexicana de exportación de 49.0 USD/barril; sin embargo, el 1 de abril de 2020, el precio del barril cayó a 10.6 USD/barril por barril, 38.4 dólares menos de lo planeado y, finalmente, el 20 de abril de ese año, tocó un mínimo histórico de menos 2.4 USD/barril.^{46/}

Es así como, la disminución de la demanda de petróleo, las disrupciones en las cadenas de suministro y una alta volatilidad en sus precios, propiciados por la pandemia del COVID-19, son otra de las causas que acentuó la disminución de las inversiones en el sector, al deteriorar las perspectivas de rentabilidad de los proyectos de inversión en exploración y producción de Pemex y de las empresas privadas, por al riesgo de no generar los rendimientos esperados.

En este contexto, se identificó que los factores antes expuestos, han repercutido en que no se logren incrementar las reservas totales y la producción total de hidrocarburos.

Ante la reducción registrada en las reservas, la producción y la inversión en el sector durante el periodo 2014-2020, el grupo auditor consideró pertinente que la CNH, en su carácter de órgano técnico especializado de la SENER, elaborara un análisis en el que profundizara sobre esta situación, a fin de que, a partir de este análisis, la Comisión formulara aquellas recomendaciones que contribuyan a atender las problemáticas identificadas, y que proveyera de dicho documento a la SENER para que ésta, en su carácter de cabeza de sector, cuente con los insumos necesarios para definir estrategias orientadas a contribuir a elevar las reservas y la producción de hidrocarburos, en términos del artículo 42, fracción I, del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.^{47/}

Como hechos posteriores, y en respuesta a la reunión de resultados finales, mediante el oficio núm. 234.176/2020, del 28 de septiembre de 2021, la CNH señaló y acreditó que elaboró el documento “Análisis de la Evolución de las Reservas, Producción e Inversiones”, mismo que fue remitido a la SENER por medio del oficio núm. 250.860/2021 del 24 de septiembre de 2021, por lo cual se considera solventada la observación relativa a la elaboración de este análisis y su envío a la SENER.

^{45/} BP Energy, **Statistical Review of World Energy 2021 | 70th edition**, p.2. [en línea]. [consulta: en julio de 2021] Disponible en: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2021-full-report.pdf>

^{46/} Auditoría Superior de la Federación, **Informe del Resultado de la Fiscalización Superior de la Cuenta Pública 2019, Auditoría de Desempeño núm. 414-DE Desempeño de Petróleos Mexicanos**, México, 2021, p. 73. [en línea]. [consulta: en marzo de 2021] Disponible en: https://www.asf.gob.mx/Trans/Informes/IR2019c/Documentos/Auditorias/2019_0414_a.pdf

^{47/} El artículo 42, fracción I, del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, establece que le corresponde a la Dirección General de Prospectiva y Evaluación Económica “Proponer, desarrollar y coordinar la publicación de (...) análisis relacionados con el sector de exploración y extracción de hidrocarburos (...)”.

Los principales elementos del análisis elaborado son:

- La evolución de las reservas de hidrocarburos, en el periodo 2014-2020, incluyendo la identificación de causas específicas del comportamiento registrado en las reservas.
- Una prospectiva de la producción de hidrocarburos, 2021-2027.
- La evolución de las inversiones de las asignaciones y de los contratos de exploración y extracción, en el periodo 2015-2020.
- Recomendaciones derivadas del análisis de la situación de las reservas, la producción de hidrocarburos y la inversión, entre las que destacan: a) que los operadores petroleros consideren llevar a cabo una adecuada maduración de los recursos prospectivos a reservas, para contribuir a la restitución nacional; b) generar un modelo numérico de los yacimientos, que permita evaluar estrategias adicionales a la extracción, para incrementar la recuperación de hidrocarburos; c) recopilar mayor información, con el objeto de determinar los métodos de recuperación secundaria y mejorada para cada yacimiento; d) monitorear continuamente las condiciones operativas de los pozos para optimizar la producción de hidrocarburos e implementar acciones oportunas que eviten una irrupción abrupta en los pozos; e) realizar estudios técnico-económicos a profundidad, con la finalidad de implementar algún sistema artificial de producción, y f) identificar las lecciones aprendidas en los campos petroleros para la implementación de estrategias de desarrollo en campos similares.

2. *Emisión y modificación de la regulación para la exploración y producción de hidrocarburos*

En este resultado se analizó si la CNH emitió y modificó la regulación necesaria para normar las actividades de exploración y producción de hidrocarburos, en 2020, para lo cual se desarrollaron los apartados siguientes: a) Emisión y modificación de la regulación de exploración y producción de hidrocarburos; b) Proceso para emitir o modificar la regulación de la exploración y producción de hidrocarburos en 2020, y c) Aseguramiento de la calidad de la regulación emitida por la CNH, mediante la aplicación de Análisis de Impacto Regulatorio (AIR) a las normas que regulan la exploración y producción de hidrocarburos, emitidas y vigentes en 2020.

a) Emisión y modificación de la regulación de exploración y producción de hidrocarburos

Se constató que, en el periodo 2014-2020, la CNH normó 10 (90.9%) de las 11 actividades específicas que tenía que regular,^{48/} en cumplimiento del artículo 43, fracción I, incisos a, b, c, e, f, g, h, i, j y k, de la Ley de Hidrocarburos. Sin embargo, a 2020, la CNH no había emitido regulación para normar la recolección de hidrocarburos, una vez que han sido extraídos del subsuelo, para trasladarlos a los sistemas de transporte, en términos de lo establecido en el artículo 43, fracción I, inciso d, de la Ley de Hidrocarburos.

Sobre esta regulación, necesaria para la recolección de hidrocarburos, y como hechos posteriores, el Órgano Regulador acreditó que cuenta con un borrador de anteproyecto “que se encuentra en (...) procedimiento interno de evaluación técnica (...);^{49/} asimismo, mediante el oficio núm. 234.105/2021 del 21 de mayo de 2021, señaló que “(...) el día 5 de abril de 2021 se envió el anteproyecto a las diferentes ponencias del Órgano de Gobierno para su revisión y comentarios. (...) Adicionalmente, se han sostenido reuniones de trabajo con la Comisión Reguladora de Energía (CRE) (...), derivado de lo cual se están realizando algunas modificaciones adicionales al anteproyecto. Una vez atendidos los comentarios [de ambas partes, se enviará al Órgano de Gobierno] (...) el anteproyecto con las modificaciones correspondientes para su evaluación y, en su caso, aprobación (...)”. Al respecto, la ASF considera importante que se concluyan las gestiones para que el Órgano de Gobierno de la Comisión apruebe dicha regulación, en términos del artículo 13, fracción V, inciso a, del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

Derivado de la presentación de resultados finales y observaciones preliminares, y para atender la observación, la CNH acordó con el grupo auditor que, antes del 17 de diciembre del 2021, su Órgano de Gobierno aprobará la regulación que norma la recolección de hidrocarburos.

b) Proceso establecido para emitir o modificar la regulación de exploración y producción de hidrocarburos en 2020

Se constató que, en 2020, la Comisión contó con un proceso formalizado para crear y modificar las regulaciones de la exploración y producción de hidrocarburos, conforme al

^{48/} Las actividades que debía regular la CNH son: 1) El reconocimiento y la exploración superficial; 2) El acopio, resguardo, uso, administración y actualización, así como, la publicación de la información geológica, geofísica, petrofísica, petroquímica y la que se obtenga o se haya obtenido de las actividades de reconocimiento y exploración superficial, así como de la exploración y extracción; 3) La exploración y la extracción de hidrocarburos; 4) La recolección de hidrocarburos; 5) La perforación de pozos; 6) La cuantificación de reservas y de los recursos prospectivos y contingentes; 7) La certificación de reservas de la Nación por parte de terceros independientes, así como el proceso de selección de los mismos; 8) La medición de la producción de hidrocarburos; 9) El aprovechamiento del gas natural asociado; 10) Los estándares técnicos y operativos para maximizar el factor de recuperación de los hidrocarburos, y 11) Los requerimientos de información a los sujetos obligados, así como los lineamientos de transferencia, recepción, uso y publicación de la información recibida.

^{49/} La CNH proporcionó la información mediante el oficio núm. 234.007/2021, del 13 de enero de 2021.

cual, entre 2019 y 2020, la CNH realizó el proceso para la modificación de las 4 normas siguientes: “Disposiciones administrativas de carácter general en materia de autorizaciones para el reconocimiento y exploración superficial de hidrocarburos”; “Lineamientos por los que se establecen los requisitos y el procedimiento para celebrar alianzas o asociaciones respecto de los contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos”; “Disposiciones Administrativas en materia de Licitaciones de Contratos para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos”, y “Disposiciones Técnicas para el aprovechamiento de gas natural asociado, en la exploración y extracción de hidrocarburos”. Además, en 2020 y el primer trimestre de 2021, la Comisión llevó a cabo el proceso para emitir los “Lineamientos de Recursos Prospectivos y Contingentes”, en cumplimiento del artículo 13, fracción V, inciso a, del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

c) Aseguramiento de la calidad de la regulación emitida por la CNH mediante la aplicación del Análisis de Impacto Regulatorio (AIR) a las normas que regulan la exploración y producción de hidrocarburos, emitidas y vigentes en 2020

El Análisis de Impacto Regulatorio (AIR) es un instrumento de evaluación económica aplicado para identificar los posibles costos y beneficios de una regulación que se pretende emitir, y para evaluar los impactos, los costos y los beneficios reales de las normas que están vigentes, a fin de mejorar la calidad de toda la regulación.^{50/}

- **AIR ex ante**

El Análisis de Impacto Regulatorio (AIR) ex ante se utiliza para determinar la factibilidad de establecer una nueva regulación, al comparar los costos y los beneficios que, se estima, generará si se implementa, a fin de valorar si es conveniente o no emitirla.

En México, el AIR ex ante sólo resulta aplicable a las propuestas regulatorias de las dependencias y entidades del Poder Ejecutivo Federal que implican costos de cumplimiento,^{51/} y estas dependencias y entidades son las responsables de elaborar dichos análisis, incluyendo a los órganos reguladores, como la CNH; en tanto que la CONAMER está a cargo de revisar y dictaminar esos análisis, antes de que las propuestas regulatorias puedan ser publicadas en el Diario Oficial de la Federación.^{52/} Asimismo, la CONAMER tiene

^{50/} World Bank, **Global Indicators of Regulatory Governance: Worldwide Practices of Regulatory Impact Assessments**, [en línea]. [consulta: en julio de 2021]. Disponible en: <http://documents1.worldbank.org/curated/en/905611520284525814/Global-Indicators-of-Regulatory-Governance-Worldwide-Practices-of-Regulatory-Impact-Assessments.pdf>

^{51/} Los costos de cumplimiento se generan si la regulación crea nuevas obligaciones para los particulares o hace más estrictas las existentes; si crea o modifica trámites; si reduce o restringe derechos o prestaciones para los particulares, o si establece definiciones, clasificaciones, caracterizaciones o cualquier otro término de referencia que, junto con otra disposición en vigor o con una disposición futura, afectan o puedan afectar los derechos, obligaciones, prestaciones o trámites de los particulares.

^{52/} Ley General de Mejora Regulatoria, publicada en 2018, la Estrategia Nacional de Mejora Regulatoria, publicada en 2019, y el “Acuerdo por el que se modifica el Anexo Único, Manual de la Manifestación de Impacto Regulatorio del

la facultad de aprobar la exención del AIR, por considerar que la propuesta regulatoria no genera costos de cumplimiento, lo cual permite la publicación de la regulación sin tener que presentar el AIR ex ante.

Se identificó que, entre 2019 y 2020, la CNH remitió a la CONAMER 5 propuestas de regulación en materia de exploración y producción de hidrocarburos,^{53/} para que fueran revisadas y, en su caso, aprobadas para su publicación. Al respecto, de las 5 propuestas de regulación, 4 fueron exentas de presentar el AIR ex ante, toda vez que la CONAMER consideró que, al tratarse de modificaciones a normas existentes, no generan costos de cumplimiento adicionales, por lo que autorizó su publicación, en cumplimiento del artículo 71, párrafos cuarto y quinto, de la Ley General de Mejora Regulatoria.

En cuanto a los “Lineamientos de Recursos Prospectivos y Contingentes”, la CNH elaboró y presentó ante la CONAMER el AIR ex ante correspondiente, el cual incluyó la definición del problema y los objetivos generales de la regulación; la identificación de las posibles alternativas a la regulación; el impacto de ésta; el cumplimiento y la aplicación de la propuesta; el análisis de los costos y los beneficios de la regulación, en donde se estimó que ésta tendría costos totales para los particulares de 24,570.2 miles de pesos^{54/} y beneficios por 190,711.0 miles de pesos,^{55/} por lo que, de acuerdo con el análisis, los beneficios de esta regulación son superiores a los costos de su implementación; la evaluación de la propuesta, y el apartado de consulta pública, en cumplimiento de los artículos 69, fracciones I, II, III y VI, y 71, párrafo primero, de la Ley General de Mejora Regulatoria.

Cabe señalar que se constató que las 15 normas que emitió la CNH para regular la exploración y producción de hidrocarburos, que estuvieron vigentes en 2020, fueron sometidas al proceso de mejora regulatoria y aprobadas por la CONAMER, antes de su publicación en el DOF, en cumplimiento del artículo 71, párrafos primero, cuarto y quinto, de la Ley General de Mejora Regulatoria.

diverso por el que se fijan plazos para que la Comisión Federal de Mejora Regulatoria resuelva sobre anteproyectos y se da a conocer el Manual de la Manifestación de Impacto Regulatorios”, vigentes en 2020.

^{53/} Las 5 propuestas de regulación son: Disposiciones administrativas de carácter general en materia de autorizaciones para el reconocimiento y exploración superficial de hidrocarburos; Disposiciones Técnicas para el aprovechamiento de gas natural asociado, en la exploración y extracción de hidrocarburos; Lineamientos por los que se establecen los requisitos y el procedimiento para celebrar alianzas o asociaciones respecto de los contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos; Disposiciones Administrativas en materia de Licitaciones de Contratos para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos, y Lineamientos de Recursos Prospectivos y Contingentes.

^{54/} Para el cálculo de los costos de la aplicación de esta regulación, se consideraron los costos correspondientes a: la elaboración o modificación de diversos reportes; el seguimiento de la perforación exploratoria, y 4 nuevos trámites generados por la regulación.

^{55/} Para el cálculo de los beneficios de la regulación, se cuantificó el costo de eliminar dos trámites y los ahorros derivados de contar con datos más precisos respecto a la industria petrolera nacional.

- **AIR ex post**

El Análisis de Impacto Regulatorio (AIR) ex post se emplea para evaluar la regulación vigente, utilizando la información observada de los costos y beneficios que una regulación ha generado, una vez implementada, con la finalidad de identificar si es efectiva y cuáles son sus costos y beneficios reales.^{56/}

En México, las dependencias y entidades del Poder Ejecutivo Federal, incluyendo a los órganos reguladores, son las responsables de elaborar los AIR ex post de las regulaciones vigentes, en tanto que la CONAMER es la responsable de evaluar los AIR ex post y, a partir de ello, emitir recomendaciones y propuestas de modificación al marco regulatorio.

En este contexto, se identificó que, el 16 de junio de 2020, la CNH presentó ante la CONAMER el oficio núm. 300.065/2020, mediante el cual la CNH solicitó someter los “Lineamientos técnicos en materia de Recuperación Secundaria y Mejorada” al proceso de AIR ex post, a fin de “evaluar el impacto de la regulación, a dos años de su aplicación, con la finalidad de determinar si efectivamente resolvió o disminuyó la problemática que daba origen a la intervención gubernamental”. Al respecto, mediante el oficio núm. CONAMER/20/3464 del 9 de septiembre de 2020, la CONAMER aceptó someter a dicha regulación a ese proceso de mejora regulatoria.

Con la revisión del AIR ex post de los “Lineamientos técnicos en materia de Recuperación Secundaria y Mejorada” se constató que en éste se incluyó: la definición del problema y los objetivos generales de la regulación; la identificación de las posibles alternativas a la regulación; el impacto de la regulación; el cumplimiento y la aplicación de la regulación; el análisis de los costos y los beneficios reales de la normativa; la evaluación y el monitoreo de la normativa; el proceso de consultas públicas, y las propuestas regulatorias, en cumplimiento de los artículos 69, fracciones I, II, III y VI, y 70, fracción II, de la Ley de Mejora Regulatoria.

Asimismo, en el AIR ex post de los “Lineamientos técnicos en materia de Recuperación Secundaria y Mejorada”, la CNH reportó a la CONAMER que la implementación de la regulación tuvo un costo total^{57/} de 75,348.7 miles de pesos, menor en 78.1% al estimado originalmente en el AIR ex ante (344,095.2 miles de pesos); además, reportó que los beneficios^{58/} de la regulación fueron por 110,455,626.6 miles de pesos, 148.4% superiores a los calculados originalmente (44,462,732.9 miles de pesos). Al respecto y, de acuerdo con el

^{56/} CONAMER, **Estrategia Nacional de Mejora Regulatoria**, México, 2019, pp. 178-179.

^{57/} Para el cálculo de los costos de la aplicación de esta regulación, se consideraron los costos correspondientes a: el Programa de recuperación secundaria y mejorada; a la prueba piloto; el aviso de revisión periódica, y el seguimiento de operadores petroleros que se encuentran aplicando procesos de recuperación secundaria o mejorada antes de la entrada en vigor de los Lineamientos.

^{58/} Para el cálculo de los beneficios, se consideró el volumen de producción potencial estimado; el volumen total considerado; la utilidad proyectada; el incremento de la producción nacional, y la utilidad antes de impuestos.

análisis, los beneficios netos de la regulación fueron 110,380,277.9 miles de pesos superiores a los costos de su implementación.

Cabe señalar que, tanto el AIR ex ante correspondiente a los “Lineamientos de Recursos Prospectivos y Contingentes”, como el AIR ex post de los “Lineamientos técnicos en materia de Recuperación Secundaria y Mejorada”, que elaboró la CNH en 2020, fueron dictaminados de manera favorable por la CONAMER.

2020-0-46100-07-0113-07-001 **Recomendación**

Para que la Comisión Nacional de Hidrocarburos, por medio de su Órgano de Gobierno, apruebe la regulación para normar la recolección de hidrocarburos, a fin de reglamentar esta actividad para que Petróleos Mexicanos o las empresas petroleras privadas cuenten con lineamientos específicos para llevarla a cabo, en términos de los artículos 43, fracción I, inciso d, de la Ley de Hidrocarburos, y 13, fracción V, inciso a, del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, e informe a la Auditoría Superior de la Federación las medidas emprendidas.

Los términos de esta recomendación y los mecanismos para su atención, por parte de la entidad fiscalizada, quedan asentados en el Acta de la Reunión de Presentación de Resultados Finales y Observaciones Preliminares en los términos del artículo 42 de la Ley de Fiscalización y Rendición de Cuentas de la Federación.

3. Supervisión e inspección de las asignaciones de exploración y producción de hidrocarburos

Una asignación es el acto jurídico administrativo mediante el cual la Secretaría de Energía (SENER)^{59/} concede a Petróleos Mexicanos (Pemex) el derecho para realizar actividades de exploración y producción de hidrocarburos en un área territorial determinada,^{60/} por un tiempo específico.^{61/}

Para que la SENER otorgue una asignación a Pemex es necesario que la CNH emita una opinión técnica favorable^{62/} sobre la capacidad técnica y financiera de la Empresa Productiva del Estado (EPE) para llevar a cabo las actividades de exploración y producción requeridas.

^{59/} **Ley de Hidrocarburos**, artículo 6, párrafos primero, segundo, tercero y quinto.

^{60/} Área de asignación: la superficie y profundidad determinadas por la Secretaría de Energía, así como las formaciones geológicas contenidas en la proyección vertical en dicha superficie para dicha profundidad, en las que se realiza la Exploración y Extracción de Hidrocarburos a través de una Asignación. **Ley de Hidrocarburos**, artículo 4, fracción IV, V y VI, y el artículo 6, párrafos primero y segundo

^{61/} **Ley de Hidrocarburos**, artículo 6, párrafo cuarto, fracción IV.

^{62/} **Ley de Hidrocarburos**, artículo 6, párrafo tercero.

Además, en los Títulos de Asignación otorgados por la SENER se incluyen los Compromisos Mínimos de Trabajo, en términos de las actividades de exploración y producción de hidrocarburos, que deberá cumplir la Empresa Productiva del Estado a cargo de las asignaciones;^{63/} al respecto, corresponde a la Comisión la supervisión del cumplimiento de éstos, así como la inspección física a las áreas asignadas.

En este resultado se analizó si la CNH emitió una opinión técnica previo a que se otorgaran las asignaciones de exploración y producción de hidrocarburos a Pemex; así como si, en 2020, la Comisión realizó la supervisión del cumplimiento de los Compromisos Mínimos de Trabajo de dichas asignaciones y su inspección.

I. Opinión técnica previamente emitida por la CNH para otorgar las asignaciones de exploración y producción de hidrocarburos

En 2020, estuvieron vigentes 399 asignaciones otorgadas por la SENER a Petróleos Mexicanos,^{64/} de las cuales el 64.7% (258) fueron de producción, el 24.0% (96) de exploración, y el 11.3% (45) correspondió a asignaciones de resguardo.^{65/} Al respecto, se identificó que, antes de que la Secretaría otorgara las 399 asignaciones, la CNH emitió una opinión técnica favorable sobre la capacidad técnica y financiera de Pemex para llevar a cabo las actividades de exploración y producción de hidrocarburos, correspondientes a cada asignación, en cumplimiento del artículo 6, párrafos primero, segundo y tercero, de la Ley de Hidrocarburos.

II. Supervisión las asignaciones de exploración y producción de hidrocarburos ejercida por la CNH

El grupo auditor identificó que el Órgano Regulador: a) realizó la supervisión del cumplimiento de los Compromisos Mínimos de Trabajo de las asignaciones de Pemex, una vez que concluyó el plazo que tenía la empresa para llevar a cabo las actividades comprometidas, y b) dio seguimiento al avance anual de las actividades de exploración y producción de los Compromisos Mínimos de Trabajo, programados para cada año, como se detalla a continuación:

^{63/} **Ley de Hidrocarburos**, artículo 6, párrafo cuarto, fracción II.

^{64/} Las 399 asignaciones incluyen 3 asignaciones que se otorgaron en 2020, cada una con una vigencia de 30 años y que, en suma, representan un área asignada de 5,281.5 km².

^{65/} La CNH proporcionó la información mediante el oficio núm. 234.024/2021, del 28 de enero de 2021.

II.1. Supervisión del cumplimiento de los Compromisos Mínimos de Trabajo de las asignaciones

Asignaciones en las que venció el plazo para cumplir con los CMT

De las 399 asignaciones vigentes en 2020, 354 (88.7%) contaron con Compromisos Mínimos de Trabajo,^{66/} en donde se establecieron las actividades de exploración y producción por desarrollar; mientras que las 45 asignaciones restantes (11.3%), son de resguardo, por lo que no estuvieron obligadas a contar con metas para el desarrollo de las actividades de producción que se llevarían a cabo en ellas.

Respecto de las asignaciones que contaron con Compromisos Mínimos de Trabajo, se identificó que, en 2020, concluyó el plazo que Pemex tenía para cumplir con los Compromisos Mínimos de Trabajo de 5 (1.4%) de las 354 asignaciones. Al respecto, se constató que, en ese año, la Comisión supervisó el cumplimiento de las actividades de exploración comprometidas, con lo que verificó que Pemex realizó los 12 estudios y el pozo exploratorio programados, en cumplimiento del artículo 7, fracción II, de la Ley de Hidrocarburos.

Asignaciones de resguardo

Por otra parte, en el caso de las 45 asignaciones de resguardo, si bien éstas no están sujetas al cumplimiento de Compromisos Mínimos de Trabajo, por su estatus de resguardo, la Comisión acreditó que, en 2020, realizó la supervisión del avance de las actividades de 44 de estas asignaciones (97.8%), por medio del seguimiento de sus Programas Operativos Anuales, en cumplimiento del artículo 7, fracción II, de la Ley de Hidrocarburos; en tanto que, la asignación AR-0522 – Campo Moloacan no contaba con derechos de extracción, por lo que, en ese año, no realizó actividades susceptibles de ser supervisadas por parte de la CNH.

II.2. Seguimiento del avance anual de las actividades de exploración y producción de los Compromisos Mínimos de Trabajo, programado para cada año

Seguimiento a los CMT de Pemex

En 2020, la CNH debía llevar a cabo el seguimiento del avance de las actividades de exploración y producción de hidrocarburos de las 354 asignaciones que contaron con Compromisos Mínimos de Trabajo. Al respecto, se constató que, en ese año, el Órgano Regulador dio seguimiento al avance anual de las actividades de exploración y producción de 350 asignaciones (98.9%), en cumplimiento del artículo 7, fracción II, de la Ley de Hidrocarburos.

^{66/} Corresponde a las actividades mínimas que deberá llevar a cabo el asignatario, en este caso Pemex, en un periodo determinado, las cuales se encuentran establecidas en el Título de Asignación.

Por lo que respecta a las 4 asignaciones restantes (1.1%), la CNH acreditó que: a) 3 asignaciones tienen hasta 2021 para programar actividades que posteriormente serán supervisadas, y b) para la asignación AE-0094-3M-Cinturon Subsalino-12, en 2020, se solicitó una prórroga para programar las actividades por realizar, por lo que, en ese año, el asignatario no desarrolló ninguna actividad.

Como resultado del seguimiento del avance anual de los Compromisos Mínimos de Trabajo de las 350 asignaciones revisadas, la CNH informó que Pemex cumplió con realizar las actividades anuales comprometidas en 124 asignaciones (35.4%), pero que en el caso de las 226 restantes (64.6%) no realizó todas las actividades programadas, sin que ello represente un incumplimiento de la empresa en ese año, toda vez que el plazo que tiene Pemex para cumplir con los Compromisos Mínimos de Trabajo de estas asignaciones aun no vence, ya que las vigencias de dichas asignaciones son de mediano y largo plazos.

II.3. Lineamientos de supervisión

Se identificó que, en 2020, el Órgano Regulador no dispuso de lineamientos específicos para regular la supervisión del cumplimiento y del avance de los Compromisos Mínimos de Trabajo de las asignaciones. Al respecto, de acuerdo con la Comisión, en ese año, “(...) los procesos internos [de supervisión] (...) no eran consistentes, uniformes y homólogos, situación que podría propiciar dificultades en la ejecución de dichas atribuciones”, en términos de la norma tercera, “Actividades de control”, del artículo segundo, del Acuerdo por el que se emiten las Disposiciones y el Manual Administrativo de Aplicación General en Materia de Control Interno.

Como hechos posteriores, la CNH acreditó que, entre noviembre de 2020 y febrero de 2021, elaboró, aprobó y publicó los “Lineamientos de Supervisión” antes señalados,^{57/} por lo que la observación se considera solventada durante la auditoría.

III. Inspección de las áreas asignadas

Además de la supervisión que realizó la CNH sobre el cumplimiento y el avance de los Compromisos Mínimos de Trabajo de las asignaciones, la Comisión tiene la obligación de realizar visitas de verificación e inspección a las áreas asignadas; sin embargo, la CNH señaló que, en 2020, no elaboró el Programa Anual de Visitas de Verificación e Inspección, en términos de los artículos 24, fracción IV, inciso b, y 40, fracción I, del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

Como hechos posteriores, y en respuesta a la reunión de resultados finales, mediante la Minuta de Trabajo del 22 de septiembre de 2021, la CNH acreditó que, en la 12ª Sesión Extraordinaria del Órgano de Gobierno de la Comisión, del 12 de febrero de 2021, fue

^{57/} Acuerdo por el que se emiten los Lineamientos de Supervisión, [en línea]. [consulta: marzo de 2021] Disponible en: <https://www.cofemersimir.gob.mx/expedientes/25203>

aprobado el Programa Anual de Visitas de Verificación e Inspección del año 2021, con base en la metodología establecida en los Lineamientos de Supervisión, por lo que la observación se considera solventada durante la auditoría.

4. Supervisión e inspección de los contratos de exploración y producción de hidrocarburos

Un contrato para la exploración y producción de hidrocarburos es el acto jurídico mediante el cual el Estado Mexicano, por medio de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, conviene con Petróleos Mexicanos o con una persona moral, la exploración y producción de hidrocarburos en un área territorial específica, por un tiempo determinado.^{68/}

Al respecto, corresponde a la SENER seleccionar e informar a la CNH cuáles son las áreas por licitar;^{69/} mientras que la Comisión es la encargada de realizar las licitaciones para la adjudicación de los contratos de exploración y producción de hidrocarburos, así como de suscribirlos y, en su caso, rescindirlos,^{70/} además de supervisar el cumplimiento, por parte de los contratistas, de los Compromisos Mínimos de Trabajo,^{71/} establecidos en los mismos contratos, en Unidades de Trabajo,^{72/} y realizar la inspección física de las áreas contractuales.

En este resultado se analizó la supervisión llevada a cabo por la CNH sobre los contratos de exploración y producción de hidrocarburos, vigentes en 2020, y si la Comisión realizó la inspección física de las áreas contractuales.

I. Contratos de exploración y producción de hidrocarburos, vigentes en 2020

En 2020, la Comisión no llevó a cabo licitaciones para suscribir nuevos contratos de exploración y producción de hidrocarburos; al respecto, el Órgano Regulador señaló que esto se debió a que, “durante 2019 y 2020, la Secretaría de Energía no remitió a la Comisión Nacional de Hidrocarburos, la notificación (...) [para] convocar a alguna licitación (...) de contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos (...) por lo que no se convocó a procesos de licitación en el periodo que se informa”.

^{68/} **Ley de Hidrocarburos**, artículo 4, fracciones IX y X, y el artículo 11.

^{69/} Para la selección de las áreas por licitar, la Secretaría de Energía toma en consideración el contenido del Plan Quinquenal, que es el documento indicativo en el que se establecen las áreas contractuales que se propone licitar durante un período de cinco años. Art. 3, fracción X, del Reglamento de la Ley de Hidrocarburos.

^{70/} **Ley de Hidrocarburos**, artículo 31, fracciones IV, V y VII.

^{71/} Los Compromisos Mínimos de Trabajo son las metas mínimas que debe cumplir el contratista, en términos de Unidades de Trabajo.

^{72/} Las Unidades de Trabajo son una medida de referencia de las actividades de exploración y producción de hidrocarburos, en las que se miden los Compromisos Mínimos de Trabajo establecidos en los contratos de exploración y producción. Por ejemplo, en algunos contratos, una perforación de pozos corresponde a 4,000 Unidades de Trabajo y una reparación mayor a 800 Unidades de Trabajo; de esta forma, en cada contrato se establece cuánto vale cada actividad en Unidades de Trabajo y los Compromisos Mínimos se determinan en Unidades de Trabajo.

Por otra parte, se constató que, al 31 de diciembre de 2020, se encontraron vigentes 111 contratos de exploración y producción de hidrocarburos, de los cuales la CNH suscribió 89 (80.2%) con empresas petroleras privadas; 4 (3.6%) con Petróleos Mexicanos, y 18 (16.2%) con Pemex y empresas petroleras privadas, en cumplimiento del artículo 11 de la Ley de Hidrocarburos.

II. Supervisión de los contratos de exploración y producción de hidrocarburos

II.1. Supervisión del cumplimiento de los Compromisos Mínimos de Trabajo acordados en los contratos de exploración y producción de hidrocarburos

En las cláusulas de los contratos de exploración y producción de hidrocarburos se incluyen los Compromisos Mínimos de Trabajo a realizar, en términos de las Unidades de Trabajo mínimas que el contratista programó y se comprometió a llevar a cabo como metas;^{23/} en este contexto, la CNH es la encargada de supervisar el cumplimiento de dichos compromisos.

Al respecto, se identificó que, en 2020, concluyó el plazo que tenían los contratistas para cumplir con los Compromisos Mínimos de Trabajo acordados en 3 (2.7%) de los 111 contratos vigentes, y la Comisión acreditó que, en ese año, realizó la supervisión del cumplimiento de los Compromisos Mínimos de Trabajo de estos 3 contratos, y que, en todos los casos, el contratista cumplió con las Unidades de Trabajo comprometidas, en términos del artículo 31, fracción VI, de la Ley de Hidrocarburos.

Cabe señalar que, originalmente, en 2020 se vencía el plazo que tenían otros 13 contratistas para cumplir con los Compromisos Mínimos de Trabajo establecidos en los contratos; sin embargo, en el transcurso de la auditoría, la CNH acreditó que, derivado de la pandemia provocada por la COVID-19, les otorgó a estos contratistas ampliaciones de plazos para cumplir con las Unidades de Trabajo comprometidas.

Al respecto, la CNH, derivado de la presentación de resultados finales y observaciones preliminares, mediante el oficio núm. 234.176/2020 del 28 de septiembre de 2021, remitió los acuerdos núms. CNH.E.29.001/2020, CNH.E.50.003/2020 y CNH.E.66.004/2020, del 3 de agosto y 15 de octubre de 2020, y del 12 de febrero de 2021, respectivamente, con los cuales resolvió la suspensión de los plazos de exploración y producción para los 13 contratos antes señalados en los que, en 2020, vencía el plazo para cumplir con sus Compromisos Mínimos de Trabajo, ya que, previamente, estos contratistas solicitaron al Órgano Regulador la declaratoria de caso fortuito o fuerza mayor a causa de la pandemia de la COVID-19, lo cual está previsto en el artículo 49 del Reglamento de la Ley de Hidrocarburos, y en cada uno de los contratos, donde se señala que la causa mayor se considera una justificación para no iniciar o suspender las actividades previstas.

^{23/} Los Compromisos Mínimos de Trabajo están establecidos en las Cláusulas 4 y 10 de los contratos de exploración y producción de hidrocarburos que suscribió la CNH con las empresas petroleras privas o con Pemex.

Asimismo, el grupo auditor verificó, adicional a lo expuesto por la CNH, que las prórrogas concedidas a los 13 contratistas están sustentadas en los artículos 19, fracción V, y 31, fracciones VI y XII, de la Ley de Hidrocarburos, mismos que establecen que: a) en los contratos se precisará su vigencia y las condiciones para la prórroga de los plazos, entre las que se incluyen los casos fortuitos y de fuerza mayor; y b) la CNH está facultada para administrar en materia técnica los contratos y ejercer las facultades previstas en estos.

II.2. Lineamientos de supervisión

Se identificó que, en 2020, el Órgano Regulador no dispuso de lineamientos específicos para regular la supervisión del cumplimiento de los Compromisos Mínimos de Trabajo de los contratos. Al respecto, de acuerdo con la Comisión, en ese año, “(...) los procesos internos [de supervisión] (...) no eran consistentes, uniformes y homólogos, situación que podría propiciar dificultades en la ejecución de dichas atribuciones”, en términos de la norma tercera, “Actividades de control”, del artículo segundo, del Acuerdo por el que se emiten las Disposiciones y el Manual Administrativo de Aplicación General en Materia de Control Interno.

Como hechos posteriores, la CNH acreditó que, entre noviembre de 2020 y febrero de 2021, elaboró, aprobó y publicó los “Lineamientos de Supervisión” antes señalados,^{24/} por lo que la observación se considera solventada durante la auditoría.

III. Inspección de las áreas contractuales

Además de la supervisión que realizó la CNH sobre el cumplimiento y el avance de los Compromisos Mínimos de Trabajo de los contratos, la Comisión tiene la obligación de realizar visitas de verificación e inspección a las áreas contractuales; sin embargo, la CNH señaló que, en 2020, no elaboró el Programa Anual de Visitas de Verificación e Inspección, en términos de los artículos 24, fracción IV, inciso b, y 40, fracción I, del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

Como hechos posteriores, y en respuesta a la reunión de resultados finales, mediante la Minuta de Trabajo del 22 de septiembre de 2021, la CNH acreditó que, en la 12a Sesión Extraordinaria del Órgano de Gobierno de la Comisión, del 12 de febrero de 2021, fue aprobado el Programa Anual de Visitas de Verificación e Inspección del año 2021, con base en la metodología establecida en los Lineamientos de Supervisión, por lo que la observación se considera solventada durante la auditoría.

^{24/} Acuerdo por el que se emiten los Lineamientos de Supervisión, [en línea]. [consulta: marzo de 2021] Disponible en: <https://www.cofemersimir.gob.mx/expedientes/25203>

5. Autosuficiencia de recursos de la CNH mediante el cobro de aprovechamientos

Los aprovechamientos se definen como “los ingresos que percibe el Estado por funciones de derecho público distintos de las contribuciones, de los ingresos derivados de financiamientos y de los que obtengan los organismos descentralizados y las empresas de participación estatal”;^{75/} es decir, “son ingresos ordinarios provenientes de las actividades de derecho público que realiza el Gobierno (...) [por] derechos o productos”.^{76/}

En este resultado se analizan los aprovechamientos que, en 2020, la CNH obtuvo por la prestación de servicios relacionados con las actividades de exploración y producción de hidrocarburos, a fin de constatar si, por el cobro de éstos, el Órgano Regulador obtuvo los ingresos necesarios para lograr la autosuficiencia de recursos. Para ello, se desarrollaron los 4 apartados siguientes: a) Cobro de aprovechamientos; b) Destino de los recursos derivados del cobro de los aprovechamientos; c) Recursos totales de los que dispuso la CNH en 2020, y d) Indicador de autosuficiencia de recursos de la CNH.

a) Cobro de aprovechamientos

El grupo auditor identificó que, en 2020, se realizó el cobro de 1,346 aprovechamientos, los cuales equivalieron a 656,919.1 miles de pesos, de éstos, el 90.1% (592,043.0 miles de pesos) fueron por estudios técnicos; el 9.6% (62,967.5 miles de pesos) por la venta de bases de datos y el 0.3% (1,908.6 miles de pesos) por el uso de materiales y accesorios.

Cabe señalar que el recurso que fue efectivamente transferido por la Tesorería de la Federación (TESOFE) a la Comisión fue de 644,616.9 miles de pesos, ya que, atendiendo a la normativa aplicable, los ingresos obtenidos por la CNH después del 18 de diciembre (que fueron por 12,302.2 miles de pesos) ya no pudieron ser recuperados por el Órgano Regulador y fueron puestos a disposición de la TESOFE.^{77/}

b) Destino de los recursos derivados del cobro de los aprovechamientos

Con la auditoría se identificó que, de los 644.6 millones de pesos que la CNH recibió de la TESOFE, en 2020, por el cobro de aprovechamientos, el 52.5% (338.1 millones de pesos) fue para financiar la operación de la Comisión; el 27.9% (180.0 millones de pesos) se destinó a la SHCP, para el Ramo 23 “Provisiones Salariales y Económicas”, “con el fin de apoyar el cumplimiento de los objetivos de los programas autorizados en el Presupuesto de Egresos

^{75/} Código Fiscal de la Federación, artículo 3.

^{76/} Glosario de términos, [en línea]. [consulta: en marzo de 2021] Disponible en: <http://www.finanzas.gob.mx/contenido/InformacionFinanciera/CuentasPublicas-/2005/glosario.pdf>

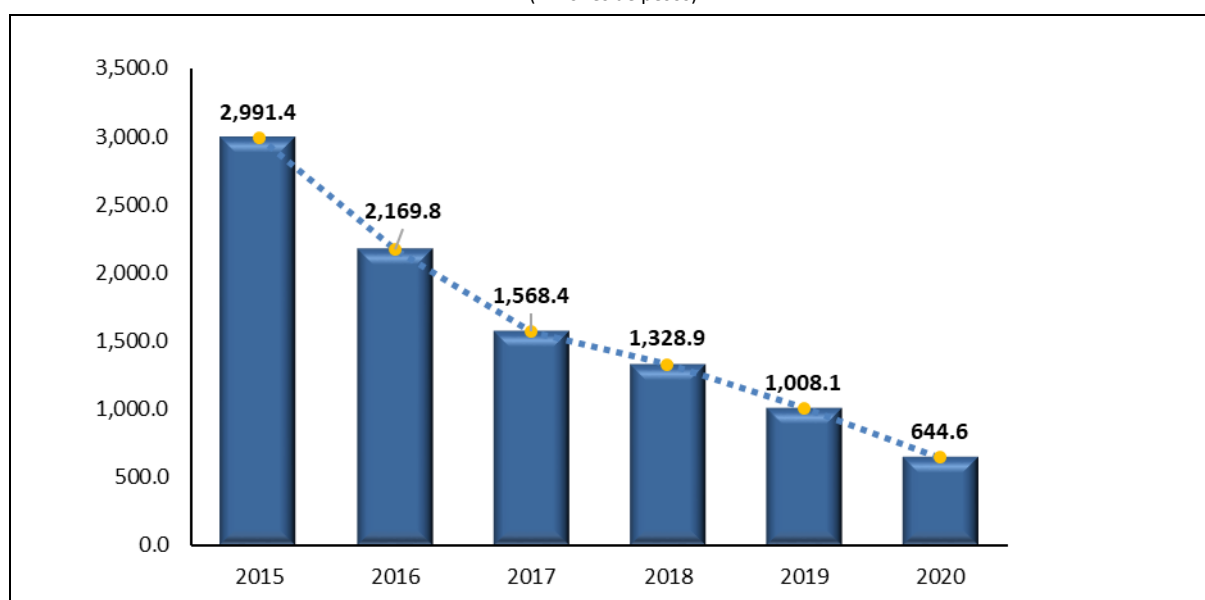
^{77/} El artículo 109, fracción I, del Reglamento de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria establece que: “en el caso de ingresos (...) que tengan destino específico (...) [las dependencias o entidades que los generen] deberán presentar a la Secretaría la solicitud de validación de la notificación, considerando como fecha límite el 18 de diciembre (...)”, por lo cual, los ingresos obtenidos después del 18 de diciembre (12,302.2 miles de pesos) ya no pudieron ser recuperados por el Órgano Regulador.

[de la Federación]”, y el 19.6% (126.5 millones de pesos) fue para el Fideicomiso de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, con el objetivo de generar una cobertura de gastos que le permita a la CNH, en ejercicios fiscales posteriores, cumplir con sus funciones.

Además, se identificó que, en el periodo 2015-2020, los recursos que la TESOFE transfirió a la CNH, por el cobro de aprovechamientos, tuvieron una disminución de 78.5%, pasando de 2,991.4 a 644.6 millones de pesos, como se observa en el gráfico siguiente:

RECURSOS DE LA CNH POR EL COBRO DE APROVECHAMIENTOS, 2015-2020

(Millones de pesos)



FUENTE: Elaborado por la ASF, con base en la información proporcionada por la Comisión Nacional de Hidrocarburos, mediante el oficio núm. UJ/DGC/041/2021 del 8 de marzo de 2021.

Nota: Los montos de los recursos se actualizaron a precios de 2020, con base en el deflactor implícito del PIB establecido en los Criterios Generales de Política Económica (CGPE), para cada uno de los años 2016: 0.031, 2017: 0.033, 2018: 0.048, 2019: 0.039 y 2020: 0.036.

Sobre esta situación, la CNH informó que la tendencia a la baja en los ingresos derivados del cobro de los aprovechamientos, en el periodo 2015-2020, se debió a que “Con la reforma energética (...) y ante el inicio de las licitaciones públicas para asignar contratos [de] exploración y extracción de hidrocarburos a empresas privadas, éstas demandaron grandes cantidades de información (...) relacionada con las áreas geográficas que estarían sujetas a dichas licitaciones, con el propósito de contar con elementos técnicos para seleccionar las áreas de su interés. (...) [Sin embargo,] una vez que las empresas obtuvieron un acervo suficiente de información, sus necesidades de nueva adquisición han ido disminuyendo a lo largo de los años (...)”.

Respecto de esta disminución en los recursos provenientes del cobro de aprovechamientos, el grupo auditor solicitó a la CNH que indicara si ha habido repercusiones para el Órgano Regulador,^{78/} a lo que ésta señaló que “el presupuesto que se asigna a la Comisión en el Presupuesto de Egresos de la Federación, más los ingresos propios, han sido suficientes, hasta 2020, para atender todas las necesidades de gasto para la operación [del Órgano Regulador]. Sin embargo, (...) conforme ha pasado el tiempo, la tendencia decreciente de los ingresos (...) ha provocado que la contribución de la CNH al apoyo de las finanzas públicas [haya] venido disminuyendo”.^{79/}

Si bien, de acuerdo con la CNH, sus ingresos fueron suficientes hasta 2020, se identificó que la tendencia decreciente de los recursos que la Comisión obtiene por el cobro de aprovechamientos podría constituirse en un riesgo para garantizar la operación del Órgano Regulador en el mediano y largo plazos. Ante este panorama, es pertinente que la CNH defina estrategias orientadas a diversificar sus servicios y, con ello, sus fuentes de ingresos, a fin de obtener los recursos suficientes para financiar su presupuesto total en los ejercicios subsecuentes, y continúe garantizando ser autosuficiente, en términos del artículo 29 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética.

Derivado de la presentación de resultados finales y observaciones preliminares, y para atender la observación, la CNH acordó con el grupo auditor que, antes del 30 de junio de 2022, elaborará un plan o programa de autosuficiencia de recursos, en donde definirá estrategias orientadas a diversificar sus servicios y, con ello, sus fuentes de ingresos.

c) Recursos totales de los que dispuso la CNH en 2020

El grupo auditor identificó que, además de los 644,616.9 miles de pesos de los que dispuso la Comisión por el cobro de aprovechamientos, para 2020,^{80/} este órgano regulador obtuvo los recursos siguientes:

- En el Presupuesto de Egresos de la Federación para el ejercicio fiscal 2020 se le otorgó a la CNH un presupuesto de 219,761.5 miles de pesos.
- Adicionalmente, se constató que, en ese año, “derivado de la actualización de la ayuda de despensa, para los servidores públicos” se incrementó el presupuesto de la Comisión en 194.4 miles pesos, por lo que, en 2020, la CNH recibió un total de 219,955.9 miles de pesos, mediante asignaciones presupuestarias de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público.

Es así como, en 2020, el Órgano Regulador obtuvo, en total, recursos por 864,572.8 miles de pesos, de los cuales 180,039.7 miles de pesos (20.8%) se reintegraron al Ramo 23

^{78/} La información fue solicitada por la ASF mediante el oficio núm. DGADDE/045/2021 del 19 de febrero de 2021.

^{79/} La CNH proporcionó la información mediante el oficio núm. UJ/DGC/041/2021 del 8 de marzo de 2021.

^{80/} La CNH proporcionó la información mediante el oficio núm. 234.048/2021, del 17 de marzo de 2021.

“Provisiones Salariales y Económicas” “a fin de apoyar a las finanzas públicas” y 684,533.1 miles de pesos (79.2%) quedaron a disposición de la CNH.

d) Indicador de autosuficiencia de recursos de la CNH

La “autosuficiencia de recursos” consiste en que una entidad genere los recursos suficientes, derivados del cobro de los servicios que proporciona, para financiar su operación.

- Indicador calculado por la CNH

El grupo auditor constató que, en 2020, la CNH contó con un indicador para medir su autosuficiencia de recursos, con el que reportó que, en 2020, fue autosuficiente, ya que tuvo ingresos por 1,476,822.5 miles de pesos y egresos por 1,258,409.9 miles de pesos, por lo que obtuvo un índice de 117.4%, lo que indica que los ingresos de la CNH fueron 17.4% superiores a sus gastos, como se observa en el cuadro siguiente:

CÁLCULO DEL INDICADOR PARA MEDIR LA AUTOSUFICIENCIA DE RECURSOS DE LA CNH, 2020
(Miles de pesos)

Concepto	Monto
Variable 1 (ingresos)	1,476,822.5
Ingresos presupuestarios (PEF 2020 y Ramo 23)	219,955.9
Saldo del Fideicomiso de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, al 31 de diciembre de 2019, más los intereses generados en 2020.	612,249.7
Ingresos por aprovechamientos ^{1/}	518,103.6
Aportaciones al Fideicomiso de la CNH, en 2020	126,513.3
Variable 2 (egresos)	1,258,409.9
Recursos presupuestarios ejercidos al 31 de diciembre de 2020	219,955.9
Presupuesto de operación ejercido, al 31 de diciembre de 2020	338,063.9
Pagos efectuados en 2020 vía Fideicomiso de la Comisión Nacional de Hidrocarburos	130,170.1
Transferencias al Ramo 23 “Provisiones Salariales y Económicas”	150,000.0
Reducciones al presupuesto y medidas de cierre	30,039.7
Presupuesto comprometido al 31 de diciembre de 2020 del Fideicomiso de la Comisión Nacional de Hidrocarburos	390,180.3
(Variable 1) 1,476,822.5 / (Variable 2) 1,258,409.9 *100	117.4%

FUENTE: Elaborado por la ASF, con base en la información proporcionada por la Comisión Nacional de Hidrocarburos, mediante el oficio núm. UJ/DGC/041/2021 del 8 de marzo de 2021.

^{1/} A los 644,616.9 miles de pesos recaudados por concepto de aprovechamientos, en 2020, se le restaron los 126,513.3 miles de pesos enviados al Fideicomiso de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, toda vez que éstos se consideran en el rubro de “Aportaciones al Fideicomiso de la CNH”.

Al respecto, con la auditoría se identificó que para el cálculo del indicador que la CNH emplea para medir su autosuficiencia de recursos se consideran los ingresos presupuestarios que el Gobierno Federal otorga a la Comisión en el Presupuesto de Egresos de la Federación, los cuales no son recursos generados por la CNH, situación por la cual este

indicador no refleja, efectivamente, la autosuficiencia de recursos propios del órgano regulador.

- Ejercicio de cálculo del indicador por parte del grupo auditor, sin considerar los recursos presupuestarios

Dado que la autosuficiencia de recursos se refiere a que la CNH genere los recursos suficientes para financiar su operación, es pertinente que el cálculo del indicador de autosuficiencia del Órgano Regulador se realice considerando únicamente los ingresos obtenidos del cobro de los aprovechamientos y los del fideicomiso de la Comisión, en tanto que éstos también provienen del cobro de aprovechamientos.

Es por ello que, como prueba supletoria, el grupo auditor realizó el cálculo del indicador de autosuficiencia de recursos de la CNH, considerando exclusivamente los ingresos que la Comisión obtuvo por el cobro de los aprovechamientos, como se detalla en el cuadro siguiente:

CÁLCULO DEL INDICADOR PARA MEDIR LA AUTOSUFICIENCIA DE RECURSOS DE LA CNH, CONSIDERANDO ÚNICAMENTE LOS INGRESOS QUE LA COMISIÓN OBTUVO DEL COBRO DE LOS APROVECHAMIENTOS, 2020

(Miles de pesos)

Concepto	Monto
Variable 1 (ingresos)	1,256,866.6
Saldo del Fideicomiso de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, al 31 de diciembre de 2019, más los intereses generados en 2020.	612,249.7
Ingresos por aprovechamientos ^{1/}	518,103.6
Aportaciones al Fideicomiso de la CNH, en 2020	126,513.3
Variable 2 (egresos)	1,258,409.9
Recursos presupuestarios ejercidos al 31 de diciembre de 2020	219,955.9
Presupuesto de operación ejercido, al 31 de diciembre de 2020	338,063.9
Pagos efectuados en 2020 vía Fideicomiso de la Comisión Nacional de Hidrocarburos	130,170.1
Transferencias al Ramo 23 "Provisiones Salariales y Económicas"	150,000.0
Reducciones al presupuesto y medidas de cierre	30,039.7
Presupuesto comprometido al 31 de diciembre de 2020 del Fideicomiso de la Comisión Nacional de Hidrocarburos	390,180.3
(Variable 1) 1,256,866.6 / (Variable 2) 1,258,409.9*100	99.9%

FUENTE: Elaborado por la ASF, con base en la información proporcionada por la Comisión Nacional de Hidrocarburos, mediante el oficio núm. UJ/DGC/041/2021 del 8 de marzo de 2021.

^{1/} A los 644,616.9 miles de pesos recaudados por concepto de aprovechamientos, en 2020, se le restaron los 126,513.3 miles de pesos enviados al Fideicomiso de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, toda vez que éstos se consideran en el rubro de "Aportaciones al Fideicomiso de la CNH".

Si el cálculo del indicador para medir la autosuficiencia de recursos se realiza sin considerar los recursos asignados a la CNH mediante el PEF 2020, se obtiene que los ingresos de la Comisión en ese año (1,256,866.6 miles de pesos) fueron inferiores en 1,543.3 miles de pesos a sus gastos (1,258,409.9 miles de pesos), con lo que el Órgano Regulador obtendría

un índice de 0.99, lo que significaría que los egresos de la Comisión fueron 0.1% superiores a sus ingresos, y que, en 2020, la CNH alcanzó en 99.9% la autosuficiencia de recursos para operar, en términos del artículo 29 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética.

Cabe señalar que las variables utilizadas por el grupo auditor para el cálculo del indicador sin considerar los recursos presupuestarios (ingresos derivados de los aprovechamientos y egresos de la CNH, 2020) son válidos en el contexto del análisis realizado, como prueba supletoria, pero no se constituyen como un valor absoluto irrefutable.

Derivado de la presentación de resultados finales y observaciones preliminares, y para atender la observación, la CNH acordó con el grupo auditor que, antes del 30 de junio de 2022, elaborará un nuevo indicador de autosuficiencia de recursos, en el que se consideren, para su cálculo, únicamente los ingresos derivados del cobro de los aprovechamientos obtenidos por la prestación de sus servicios.

2020-0-46100-07-0113-07-002 **Recomendación**

Para que la Comisión Nacional de Hidrocarburos realice las acciones necesarias, en materia de autosuficiencia de recursos, para: a) definir estrategias orientadas a diversificar sus servicios y, con ello, sus fuentes de ingresos, a fin de garantizar que, en los ejercicios subsecuentes, obtenga los recursos requeridos para ser autosuficiente, y b) ajustar las variables de su indicador de autosuficiencia de recursos, con la finalidad de definir un nuevo indicador en el que se consideren, para su cálculo, únicamente los ingresos derivados del cobro de los aprovechamientos obtenidos por la prestación de sus servicios, con objeto de que dicho indicador le permita medir efectivamente si el Órgano Regulador logra generar los recursos suficientes para financiar su operación, en términos de lo establecido en el artículo 29 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, e informe a la Auditoría Superior de la Federación las medidas emprendidas.

Los términos de esta recomendación y los mecanismos para su atención, por parte de la entidad fiscalizada, quedan asentados en el Acta de la Reunión de Presentación de Resultados Finales y Observaciones Preliminares en los términos del artículo 42 de la Ley de Fiscalización y Rendición de Cuentas de la Federación.

6. *Órgano de Gobierno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos*

En este resultado se analizó la actuación del Órgano de Gobierno de la CNH, en 2020, a fin de revisar si éste: a) cumplió con los requisitos para su funcionamiento, establecidos en la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, en términos de la organización de sus sesiones; la asistencia de los comisionados a las mismas; las deliberaciones y decisiones acordadas, así como la publicidad de las sesiones; b) ejerció las facultades que tiene a su cargo, dispuestas en el Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, y c) abordó en sus sesiones los principales riesgos de la exploración y producción de hidrocarburos.

a) Cumplimiento de los requisitos para el funcionamiento del Órgano de Gobierno

Con la auditoría se constató que, en 2020, el Órgano de Gobierno de la CNH llevó a cabo 16 sesiones ordinarias, al menos una por mes, y 75 sesiones extraordinarias, en cumplimiento del artículo 10, primer párrafo, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética.

En cuanto a la asistencia de los comisionados a las sesiones, se identificó que, en ese año, los 5 comisionados vigentes asistieron a 74 sesiones (13 ordinarias y 61 extraordinarias), mientras que a las 17 sesiones restantes (3 ordinarias y 14 extraordinarias) asistieron 4 de los comisionados, por lo que en todas las sesiones el Órgano de Gobierno de la CNH tuvo el quorum requerido para garantizar la validez de éstas, en cumplimiento del artículo 10, tercer párrafo, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética.

En cuanto a las votaciones en el seno del Órgano de Gobierno de la Comisión, se identificó que, en 2020, 293 acuerdos (93.6%) fueron emitidos por unanimidad de votos, mientras que 20 acuerdos (6.4%) se aprobaron por mayoría de votos, por lo que, en ese año, se presentó una deliberación y una toma de decisiones colegiada, en cumplimiento del artículo 10, tercer párrafo, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética.

Además, se identificó que, en el año evaluado, la Comisión hizo públicas las actas de las 91 sesiones que tuvo el Órgano de Gobierno, en cumplimiento del artículo 14, fracción II, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética.

b) Cumplimiento de las facultades del Órgano de Gobierno

Con la auditoría se constató que, en 2020, el Órgano de Gobierno de la CNH ejerció todas sus facultades, ya que: I) elaboró la propuesta de Plan Quinquenal 2020-2024; II) emitió acuerdos y resoluciones vinculadas a las asignaciones y los contratos de exploración y producción de hidrocarburos; III) aprobó los términos y condiciones de los contratos para realizar actividades de reconocimiento y exploración superficial (ARES); IV) aprobó los términos y condiciones de los contratos de servicio de comercialización de hidrocarburos; V) emitió acuerdos para regular la exploración y producción de hidrocarburos; VI) consolidó la información nacional de las reservas de hidrocarburos; VII) supervisó la exploración y extracción de hidrocarburos; VIII) emitió acuerdos vinculados a la administración de la Comisión; IX) autorizó las actividades de reconocimiento y exploración superficial (ARES), y X) emitió acuerdos para iniciar procedimientos administrativos, en cumplimiento del artículo 13 del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

c) Principales riesgos de la exploración y producción de hidrocarburos abordados en las sesiones del Órgano de Gobierno

El grupo auditor constató que, en 2020, el Órgano de Gobierno de la CNH trató en sus sesiones asuntos relacionados con los principales riesgos a los cuales se encuentra expuesta la exploración y producción de hidrocarburos en el país, como son la disminución de las

reservas y la producción de hidrocarburos, y el decrecimiento de la inversión en la exploración y producción, ya que, éste: a) aprobó el Plan Quinquenal 2020-2024, que incluye la determinación de las áreas de exploración y producción de hidrocarburos susceptibles de licitarse o asignarse; b) aprobó la consolidación de las reservas 1P, 2P y 3P; c) tomó conocimiento de la producción nacional de hidrocarburos; d) aprobó un plan de desarrollo para que Pemex pueda llevar a cabo la producción de hidrocarburos, y e) tomó conocimiento de la inversión ejercida en exploración y producción, por los contratistas, así como del avance de la producción, de las actividades físicas y de inversión ejercida en 17 campos prioritarios asignados a Pemex.^{81/}

Consecuencias Sociales

En 2020, la Comisión Nacional de Hidrocarburos reguló la exploración y producción de hidrocarburos, para que Petróleos Mexicanos y las empresas petroleras privadas contaran con la normativa suficiente para llevar a cabo dichas actividades; además, supervisó el cumplimiento de los Compromisos Mínimos de Trabajo establecidos en las asignaciones y los contratos de exploración y producción de hidrocarburos, a fin de realizar un seguimiento de dichas actividades y contar con información sobre la explotación de los recursos petroleros en el país; sin embargo, no reguló la recolección de hidrocarburos, una vez que han sido extraídos del subsuelo, para trasladarlos a los sistemas de transporte.

Aunado a lo anterior, existen factores como el grado de madurez de los campos petroleros; la disminución de la inversión en exploración y producción; la insuficiente utilización y mantenimiento de la infraestructura de Pemex Exploración y Producción, y la crisis petrolera internacional, provocada por la pandemia del COVID-19, que han limitado que las actividades de regulación y supervisión de la CNH incidan en el incremento de las reservas, y de la producción de hidrocarburos, lo que repercute en toda la cadena de valor de la industria petrolera, en particular en la refinación para la producción de petrolíferos y el procesamiento de gas, y por ende, en el desarrollo de los sectores económicos vinculados a los hidrocarburos.

Buen Gobierno

Impacto de lo observado por la ASF para buen gobierno: Planificación estratégica y operativa y Vigilancia y rendición de cuentas.

^{81/} Los 17 campos tuvieron una producción de 64.9 miles de barriles diarios de petróleo crudo, el 3.9% de la producción nacional de ese año; así como de 145.6 millones de pies cúbicos diarios de gas natural, el 3.0% de la producción nacional.

Resumen de Resultados, Observaciones y Acciones

Se determinaron 6 resultados, de los cuales, en uno no se detectó irregularidad y 3 fueron solventados por la entidad fiscalizada antes de la emisión de este Informe. Los 2 restantes generaron:

2 Recomendaciones al Desempeño.

Consideraciones para el seguimiento

Los resultados, observaciones y acciones contenidos en el presente informe de auditoría se comunicarán a la entidad fiscalizada, en términos de los artículos 79 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos y 39 de la Ley de Fiscalización y Rendición de Cuentas de la Federación, para que en un plazo de 30 días hábiles presente la información y realice las consideraciones que estime pertinentes.

En tal virtud, las recomendaciones y acciones que se presentan en este informe de auditoría se encuentran sujetas al proceso de seguimiento, por lo que, debido a la información y consideraciones que en su caso proporcione la entidad fiscalizada podrán atenderse o no, solventarse o generar la acción superveniente que corresponda de conformidad con el marco jurídico que regule la materia.

Dictamen

El presente se emite el 1 de octubre de 2021, fecha de conclusión de los trabajos de la auditoría. Ésta se practicó sobre la información proporcionada por la entidad fiscalizada, de cuya veracidad es responsable; fue planeada y desarrollada con el propósito de fiscalizar el desempeño de la Comisión Nacional de Hidrocarburos en la regulación y supervisión de la exploración y extracción de hidrocarburos, y en la cuantificación y certificación de las reservas de hidrocarburos. Se aplicaron los procedimientos y las pruebas que se estimaron necesarios; en consecuencia, existe una base razonable para sustentar este dictamen.

El Gobierno Federal diagnosticó que, a partir del año 2000, comenzó un declive de las actividades exploratorias en el país, situación que incidió en la disminución de las reservas de petróleo y gas natural y, con ello, en la reducción de la producción de hidrocarburos, ya que, de 2000 a 2013, las reservas de petróleo crudo equivalente del país disminuyeron en 42.9%, al pasar de 23,525.4 a 13,438.5 millones de barriles; mientras que la producción de petróleo crudo decreció en 16.3%, situación que repercute en toda la cadena de valor de la industria petrolera.

Para atender esta problemática, el Poder Ejecutivo llevó a cabo una reforma en materia energética, con el objetivo de incrementar las actividades de exploración y de producción de hidrocarburos, al permitir que empresas privadas participaran y complementaran la labor de Petróleos Mexicanos (Pemex) en el sector, mediante: a) asignaciones directas a Pemex, y b)

la suscripción de contratos para la exploración y la producción del petróleo y gas natural con empresas privadas, Pemex o empresas privadas junto con Pemex.

Al respecto, el 20 de diciembre de 2013, se publicó el Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos en materia energética, con el cual se instauró un nuevo arreglo institucional, que incluyó la transformación de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), de órgano desconcentrado de la Secretaría de Energía a “Órgano Regulador Coordinado en Materia Energética”, para contar con personalidad jurídica propia y autosuficiencia de recursos; además, de la autonomía técnica y de gestión que ya poseía y el cual estaría encargado de regular y supervisar la exploración y la producción de hidrocarburos, mediante la emisión de normas para el desarrollo de dichas actividades, y la supervisión del cumplimiento de la planeación prevista en los Compromisos Mínimos de Trabajo establecidos en las asignaciones y los contratos de exploración y producción de hidrocarburos.

En este contexto, para la revisión de la Cuenta Pública 2020, se practicó la auditoría núm. 113-GB “Desempeño de la CNH en la Regulación de la Exploración y Producción de Hidrocarburos”, con el propósito de evaluar: a) la evolución de las reservas, de la producción de hidrocarburos y de la inversión en el sector; b) la regulación de la CNH, en términos de la emisión y la modificación de la normativa necesaria para la exploración y producción de hidrocarburos; c) la supervisión e inspección de las asignaciones y de los contratos de exploración y producción de hidrocarburos; d) la autosuficiencia de recursos de la CNH, y e) el funcionamiento del Órgano de Gobierno de la Comisión.

Los hallazgos de la auditoría se detallan a continuación:

- Se identificó que las funciones de regulación y supervisión ejercidas por la CNH tienen como fin último promover el incremento de las reservas y de la producción de hidrocarburos, así como de la inversión en las actividades de exploración y producción; sin embargo, de 2014 a 2020, los siguientes factores incidieron en la disminución de las reservas probadas de petróleo crudo equivalente en 38.7%, la producción de petróleo en 31.5% y la producción de gas en 25.9%: a) el grado de madurez de los campos petroleros, ya que el 64.7% son “maduros”, por lo que presentan una declinación natural en su producción; lo que implica retos financieros, operativos y tecnológicos para continuar con la extracción, así como inversiones adicionales para mantener la producción actual; b) la reducción, en 54.4%, de la inversión total, tanto pública como privada, en exploración y producción en el periodo 2015-2020, y c) la insuficiente utilización y mantenimiento de la infraestructura de PEP, ya que, en 2020, la subsidiaria utilizó 73.5% de la capacidad de sus activos (como plataformas y equipos de perforación) y alcanzó el 73.5% de su programa de mantenimiento.

Además, la crisis petrolera internacional generada por la pandemia de la COVID-19 acentuó esta problemática, ya que provocó una caída mundial en la demanda de crudo, disrupciones en las cadenas de suministro, y una alta volatilidad en sus precios, lo que implicó que, el 20 de abril de 2020 el precio de la mezcla mexicana tocara un mínimo

histórico de menos 2.4 USD/barril, y que en ese año, el precio promediara 35.7 USD/barril, mientras que el Brent se situó en 41.8 USD/barril, el más bajo desde 2004. Esto incidió en la disminución de las inversiones en el sector, al deteriorar las perspectivas de rentabilidad de los proyectos de inversión en exploración y producción de Pemex y de las empresas privadas, por el riesgo de no generar los rendimientos esperados.

En este contexto, se consideró pertinente que la CNH, en su carácter de órgano técnico especializado de la SENER, elaborara un análisis sobre la disminución de las reservas, la producción de hidrocarburos y la inversión en exploración y producción. Al respecto y, como hechos posteriores, el Órgano Regulador acreditó que elaboró dicho análisis, en el cual emitió recomendaciones orientadas a contribuir a atender las problemáticas identificadas, además proporcionó evidencia documental de que lo remitió a la SENER, para que ésta, como cabeza de sector, cuente con los insumos necesarios para definir estrategias orientadas a coadyuvar a contener y revertir la tendencia decreciente de las reservas y de la producción de hidrocarburos.

- Por lo que respecta a la regulación a cargo de la Comisión, en el periodo 2014-2020, la CNH reguló 10 (90.9%) de las 11 actividades específicas que tenía que normar,^{82/} de acuerdo con la Ley de Hidrocarburos; sin embargo, a 2020, la Comisión no había emitido ningún lineamiento o disposición para regular la recolección de hidrocarburos una vez que han sido extraídos del subsuelo, para trasladarlos a los sistemas de transporte.

Por lo que se refiere a la elaboración de los Análisis de Impacto Regulatorio (AIR)^{83/} aplicables a las normas emitidas por la Comisión, se identificó que, entre 2019 y 2020, la CNH remitió a la CONAMER 5 propuestas de regulación para que fueran revisadas y, en su caso, aprobadas para su publicación; de las cuales, 4 propuestas fueron exentadas de presentar el AIR ex ante^{84/} por ser sólo modificaciones a regulaciones vigentes; mientras

^{82/} Las actividades que debe regular la CNH son 1) el reconocimiento y la exploración superficial; 2) el acopio, resguardo, uso, administración y actualización, así como, la publicación de la información geológica, geofísica, petrofísica, petroquímica y la que se obtenga o se haya obtenido de las actividades de reconocimiento y exploración superficial, así como de la exploración y extracción; 3) la exploración y la extracción de hidrocarburos; 4) la recolección de hidrocarburos; 5) la perforación de pozos; 6) la cuantificación de reservas y de los recursos prospectivos y contingentes; 7) la certificación de reservas de la Nación por parte de terceros independientes, así como el proceso de selección de los mismos; 8) la medición de la producción de hidrocarburos; 9) el aprovechamiento del gas natural asociado; 10) los estándares técnicos y operativos para maximizar el factor de recuperación de los hidrocarburos, y 11) los requerimientos de información a los sujetos obligados, así como los lineamientos de transferencia, recepción, uso y publicación de la información recibida.

^{83/} El Análisis de Impacto Regulatorio (AIR) es un instrumento de evaluación económica aplicado para identificar los posibles costos y beneficios de una regulación que se pretende emitir, y para evaluar los impactos, los costos y los beneficios reales de las normas que están vigentes, a fin de mejorar la calidad de toda la regulación.

^{84/} El Análisis de Impacto Regulatorio (AIR) ex ante se utiliza para determinar la factibilidad de establecer una nueva regulación, al comparar los costos y los beneficios que, se estima, generará si se implementa, a fin de valorar si es conveniente o no emitirla. Su relevancia radica en identificar, en una etapa temprana, la pertinencia de que una determinada regulación sea emitida y asegurar que la decisión de publicarla esté sustentada en evidencia sobre sus beneficios y costos.

que en el caso de los “Lineamientos de Recursos Prospectivos y Contingentes”, se verificó que la CNH elaboró y presentó ante la CONAMER el AIR ex ante correspondiente, debido a que éstos implican costos de cumplimiento para los particulares; mismo que fue aprobado por dicha instancia, al incluir la definición del problema; los objetivos generales de la regulación, y el análisis de los costos y los beneficios de la regulación, en donde se estimó que ésta tendría costos totales para los particulares de 24,570.2 miles de pesos y beneficios por 190,711.0 miles de pesos.

Además, en 2020, el Órgano Regulador de la CNH solicitó someter los “Lineamientos técnicos en materia de Recuperación Secundaria y Mejorada” al proceso de AIR ex post,^{85/} a fin de “evaluar el impacto de la regulación”; por lo que la Comisión elaboró y presentó a la CONAMER el AIR ex post correspondiente, que también fue aprobado por dicha entidad, al integrar la definición del problema; los objetivos generales de la regulación, y el análisis de los costos y los beneficios reales de la normativa, en donde se estimó que ésta tuvo un costo total de 75,348.7 miles de pesos y presentó beneficios netos por 110,380,277.9 miles de pesos.

- En cuanto a la supervisión e inspección realizada por la CNH a las asignaciones otorgadas a Pemex, se identificó que, en 2020, estuvieron vigentes 399 asignaciones de exploración y extracción de hidrocarburos, de las cuales 354 (88.7%) contaron con Compromisos Mínimos de Trabajo, en donde se establecieron las actividades de exploración y producción por desarrollar; mientras que las 45 asignaciones restantes (11.3%), son de resguardo, por lo que no estuvieron obligadas a contar con Compromisos Mínimos de Trabajo.

Por lo que se refiere a las asignaciones que contaron con Compromisos Mínimos de Trabajo, en 2020, concluyó el plazo que Pemex tenía para cumplir con las actividades comprometidas de 5 de las 354 asignaciones. Al respecto, la Comisión acreditó que supervisó el cumplimiento de los compromisos de estas 5 asignaciones, identificando que, en todos los casos, Pemex cumplió con realizar las actividades comprometidas.

En el caso de las 45 asignaciones de resguardo, si bien éstas no están sujetas al cumplimiento de Compromisos Mínimos de Trabajo, la Comisión acreditó que, en 2020, realizó la supervisión del avance de las actividades de 44 de estas asignaciones (97.8%), por medio del seguimiento de sus Programas Operativos Anuales; mientras que, la asignación AR-0522 – Campo Moloacan, no dispuso de derechos de extracción, por lo que, en ese año, no se realizaron actividades susceptibles de ser supervisadas.

^{85/} El Análisis de Impacto Regulatorio (AIR) ex post se emplea para evaluar la regulación vigente, utilizando la información observada de los costos y beneficios que una regulación ha generado, una vez implementada, con la finalidad de identificar si es efectiva y cuáles son sus costos y beneficios reales. La relevancia del AIR ex post radica en que permite identificar los efectos reales de una determinada regulación vigente, a fin de determinar la pertinencia de abrogarla, modificarla o establecer su permanencia.

- Por lo que se refiere a la supervisión e inspección de los contratos licitados a empresas privadas, a Petróleos Mexicanos y a Pemex en conjunto con las empresas privadas, se identificó que, en 2020, concluyó el plazo que tenían los contratistas privados para cumplir con los Compromisos Mínimos de Trabajo acordados en 3 (2.7%) de los 111 contratos vigentes. Al respecto, la Comisión acreditó que, en ese año, realizó la supervisión del cumplimiento de los Compromisos Mínimos de Trabajo de los 3 contratos, y que identificó que, en todos los casos, el contratista cumplió con las Unidades de Trabajo comprometidas.

Cabe señalar que, originalmente, en 2020 se vencía el plazo que tenían otros 13 contratistas para cumplir con los Compromisos Mínimos de Trabajo establecidos en los contratos; sin embargo, en el transcurso de la auditoría, la CNH acreditó que, derivado de la pandemia de la COVID-19, se les otorgó a los contratistas ampliaciones de plazo para cumplir con las Unidades de Trabajo comprometidas.^{86/}

Por otra parte, en 2020, el Órgano Regulador no dispuso de lineamientos específicos para regular la supervisión del cumplimiento de los Compromisos Mínimos de Trabajo de las asignaciones y de los contratos, ni elaboró el Programa Anual de Visitas de Verificación e Inspección, en el que programara las inspecciones físicas a las áreas contractuales; sin embargo, y como hechos posteriores, la CNH acreditó que, en 2021, publicó los “Lineamientos de Supervisión” y emitió el Programa Anual de Visitas de Verificación e Inspección del año 2021.

- Por lo que se refiere a la autosuficiencia de recursos de la Comisión, en el periodo 2015-2020, los recursos derivados del cobro de los aprovechamientos de la CNH se redujeron 78.5%, lo cual, de acuerdo con el Órgano Regulador, se debió, principalmente, a que disminuyó la necesidad de los particulares de adquirir información.

Respecto de dicha disminución en sus ingresos, la CNH señaló que, “el presupuesto que se asigna a la Comisión en el Presupuesto de Egresos de la Federación, más los ingresos propios, han sido suficientes, hasta 2020, para atender todas las necesidades de gasto para la operación [del Órgano Regulador]”; sin embargo, la tendencia decreciente de los recursos que la Comisión obtiene por el cobro de aprovechamientos podría constituirse en un riesgo para garantizar la operación del Órgano Regulador en el mediano y largo plazos.

Además, se identificó que, en 2020, la CNH contó con un indicador para medir su autosuficiencia de recursos; sin embargo, se identificó que para su cálculo se consideran

^{86/} Al respecto, con los acuerdos núms. CNH.E.29.001/2020, CNH.E.50.003/2020 y CNH.E.66.004/2020, del 3 de agosto y 15 de octubre de 2020, y del 12 de febrero de 2021, respectivamente, la CNH resolvió la suspensión de los plazos de exploración y producción para los 13 contratos señalados, ya que, previamente, estos contratistas solicitaron al Órgano Regulador la declaratoria de caso fortuito o fuerza mayor a causa de la pandemia de la COVID-19, lo cual está previsto en el artículo 49 del Reglamento de la Ley de Hidrocarburos, y en cada uno de los contratos, donde se señala que la causa mayor se considera una justificación para no iniciar o suspender las actividades previstas.

los recursos presupuestarios que el Gobierno Federal otorga a la CNH en el Presupuesto de Egresos de la Federación, los cuales no son ingresos derivados de la operación de la Comisión, situación por la cual este indicador no refleja la autosuficiencia de recursos propios del órgano regulador.

- En cuanto al funcionamiento del Órgano de Gobierno de la Comisión, se verificó que, en 2020, éste sesionó en 91 ocasiones, emitiendo 293 acuerdos (93.6%) por unanimidad de votos y 20 acuerdos (6.4%) por mayoría de votos, por lo que, en ese año, al interior del Órgano de Gobierno se presentó una deliberación y una toma de decisiones colegiada, conforme a lo establecido en la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética. Además, éste ejerció todas sus facultades, establecidas en el Reglamento Interno de la CNH, entre las que destaca regular la exploración y producción de hidrocarburos; consolidar la información nacional de las reservas, y supervisar la exploración y producción de petróleo y gas natural; y abordó, en sus sesiones, los principales riesgos en materia de exploración y producción de hidrocarburos, entre los que se encuentran la disminución de las reservas, de la producción de hidrocarburos, y de la inversión en la exploración y producción; así como temas referentes a las áreas prioritarias de exploración y producción del país.

En opinión del grupo auditor, en 2020, la CNH cumplió, en términos generales, con sus actividades de regulación y supervisión, ya que: i) reguló 10 de las 11 actividades que debía normar, quedando pendiente la recolección de hidrocarburos;^{82/} ii) supervisó el cumplimiento de la planeación establecida en los Compromisos Mínimos de Trabajo de las 5 asignaciones y los 3 contratos en los que venció el plazo para que Pemex y los contratistas privados llevaran a cabo las actividades comprometidas, y iii) como hechos posteriores, en febrero de 2021, publicó en el DOF los Lineamientos de Supervisión y, en marzo, estableció el Programa de Visitas de Verificación e Inspección, para la revisión física de los campos. Sin embargo, no se ha alcanzado el fin último al cual busca contribuir la Comisión, ya que, de 2014 a 2020, los siguientes factores incidieron en la disminución de las reservas probadas de petróleo crudo equivalente en 38.7%, la producción de petróleo en 31.5% y la producción de gas en 25.9%: a) el grado de madurez de los campos petroleros, ya que el 64.7% son “maduros”, por lo que presentan una declinación natural en su producción; lo que implica retos financieros, operativos y tecnológicos para continuar con la extracción, así como inversiones adicionales para mantener la producción actual; b) la reducción, en 54.4%, de la inversión total, tanto pública como privada, en exploración y producción en el periodo 2015-2020, y c) la insuficiente utilización y mantenimiento de la infraestructura de PEP, ya que, en 2020, la subsidiaria utilizó 73.5% de la capacidad de sus activos (como plataformas y equipos de perforación) y alcanzó el 73.5% de su programa de mantenimiento. La crisis petrolera internacional generada por la pandemia de la COVID-19 acentuó esta problemática, ya que provocó una caída mundial en la demanda de crudo, interrupciones en las cadenas de

^{82/} La regulación para la recolección de hidrocarburos, norma el acopio de los hidrocarburos una vez que han sido extraídos del subsuelo, para trasladarlos a los sistemas de transporte.

suministro,^{88/} y una alta volatilidad en sus precios, lo que implicó que, el 20 de abril de 2020 el precio de la mezcla mexicana tocara un mínimo histórico de menos 2.4 USD/barril, y que en ese año, el precio promediara 35.7 USD/barril, mientras que el Brent se situó en 41.8 USD/barril, el más bajo desde 2004. Esto incidió en la disminución de las inversiones en el sector, al deteriorar las perspectivas de rentabilidad de los proyectos de inversión en exploración y producción de Pemex y de las empresas privadas, por el riesgo de no generar los rendimientos esperados.

Respecto de esta situación, y como hechos posteriores, la CNH elaboró un análisis sobre la evolución de las reservas, la producción de hidrocarburos y la inversión en el sector, en el cual emitió recomendaciones orientadas a contribuir a atender las problemáticas identificadas; mismo que remitió a la SENER, para que ésta, como cabeza de sector, cuente con los insumos necesarios para definir estrategias orientadas a coadyuvar a contener y revertir la tendencia decreciente de las reservas y de la producción de hidrocarburos.

En este contexto, y para coadyuvar a mejorar el desempeño de la CNH, se emitieron 2 recomendaciones cuya atención permitirá que la Comisión: a) emita la regulación para normar la recolección de hidrocarburos, a fin de reglamentar esta actividad para que Petróleos Mexicanos o las empresas petroleras privadas cuenten con lineamientos específicos para llevarla a cabo; b) defina estrategias orientadas a diversificar sus servicios y, con ello, sus fuentes de ingresos, con objeto de garantizar que obtenga los recursos requeridos para ser autosuficiente, y c) establezca un nuevo indicador para medir su autosuficiencia de recursos en el que se consideren, para su cálculo, únicamente los ingresos derivados del cobro de los aprovechamientos obtenidos por la prestación de sus servicios, a fin de que dicho indicador permita medir si el Órgano Regulador logra generar los recursos suficientes para financiar su operación.

Servidores públicos que intervinieron en la auditoría:

Director de Área

Director General

Carlos Miguel Gómez Márquez

Hugo Tulio Félix Clímaco

^{88/} La Agencia Internacional de Energía señaló, en su Reporte de Petróleo Crudo 2021, que el impacto de la demanda inducido por la COVID-19 disminuiría el ritmo de la expansión de la capacidad de producción mundial de petróleo durante los próximos 6 años. Al mismo tiempo, el colapso de la demanda condujo a contar con una capacidad de producción excedente. Lo anterior, provocó que las inversiones en “upstream” y los planes de expansión se redujeran. En 2020, los operadores invirtieron un tercio menos de lo previsto a principios de año, y para 2021, se espera que la inversión total aumente sólo marginalmente. Esos recortes ya están limitando el crecimiento de la oferta en todo el mundo, y la capacidad de producción de petróleo.

Comentarios de la Entidad Fiscalizada

Es importante señalar que la documentación proporcionada por la entidad fiscalizada para aclarar o justificar los resultados y las observaciones presentadas en las reuniones fue analizada con el fin de determinar la procedencia de eliminar, rectificar o ratificar los resultados y las observaciones preliminares determinados por la Auditoría Superior de la Federación y que se presentó a este órgano técnico de fiscalización para efectos de la elaboración definitiva del Informe General Ejecutivo del Resultado de la Fiscalización Superior de la Cuenta Pública.

Apéndices

Procedimientos de Auditoría Aplicados

1. Revisar si la Comisión contó con indicadores para medir el fin al cual busca contribuir; así como analizar la evolución de las reservas, de la producción de hidrocarburos, y de la inversión en el sector, en el periodo 2014-2020.
2. Verificar si la Comisión emitió y modificó la regulación necesaria para normar las actividades de exploración y producción de hidrocarburos, en 2020; así como constatar si, en ese año, elaboró los Análisis de Impacto Regulatorio (AIR) ex ante y ex post aplicables a dicha regulación.
3. Analizar si la CNH emitió una opinión técnica antes de que la SENER otorgara las asignaciones de exploración y producción de hidrocarburos a Pemex; si supervisó el cumplimiento de los Compromisos Mínimos de Trabajo de dichas asignaciones, y si realizó la inspección física de las áreas asignadas, en 2020.
4. Analizar si la Comisión Nacional de Hidrocarburos realizó la supervisión del cumplimiento de los Compromisos Mínimos de Trabajo establecidos en los contratos de exploración y producción de hidrocarburos, así como la inspección física de las áreas contractuales, en 2020.
5. Analizar los aprovechamientos que la CNH obtuvo, en 2020, por la prestación de servicios relacionados con las actividades de exploración y producción de hidrocarburos, a fin de revisar si, con su cobro, el Órgano Regulador generó los ingresos necesarios para lograr su autosuficiencia de recursos.
6. Analizar el funcionamiento del Órgano de Gobierno de la Comisión, en términos de la organización de sus sesiones, la asistencia de los comisionados a las mismas, las deliberaciones y decisiones acordadas, el ejercicio de todas sus facultades, y si éste abordó los principales riesgos en materia de exploración y producción de hidrocarburos, en 2020.

Áreas Revisadas

El Órgano de Gobierno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos; la Secretaría Técnica; la Unidad Jurídica; la Unidad Técnica de Exploración y su Supervisión; la Unidad Técnica de Extracción y su Supervisión; la Unidad de Administración Técnica de Asignaciones y Contratos; el Centro Nacional de Información de Hidrocarburos; la Unidad de Administración y Finanzas, y la Dirección General de Tecnologías de la Información.

Disposiciones Jurídicas y Normativas Incumplidas

Durante el desarrollo de la auditoría practicada, se determinaron incumplimientos de las leyes, reglamentos y disposiciones normativas que a continuación se mencionan:

1. Otras disposiciones de carácter general, específico, estatal o municipal: Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, Art. 29; Ley de Hidrocarburos, Art. 43 Frac. I Inc. d; Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, Art. 13 Frac. V Inc. a.

Fundamento Jurídico de la ASF para Promover Acciones y Recomendaciones

Las facultades de la Auditoría Superior de la Federación para promover o emitir las acciones derivadas de la auditoría practicada encuentran su sustento jurídico en las disposiciones siguientes:

Artículo 79, fracciones II, párrafo tercero, y IV, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos.

Artículos 10, fracción I, 14, fracción III, 15, 17, fracción XV, 36, fracción V, 39, 40, de la Ley de Fiscalización y Rendición de Cuentas de la Federación.