

Comisión Nacional de Hidrocarburos

Proyectos de Exploración y Explotación de Hidrocarburos

Auditoría de Desempeño: 12-0-18D00-07-0392

DE-146

Criterios de Selección

Esta auditoría se seleccionó con base en los criterios cuantitativos y cualitativos establecidos en la Normativa Institucional de la Auditoría Superior de la Federación para la integración del Programa Anual de Auditorías para la Fiscalización Superior de la Cuenta Pública 2012, considerando lo dispuesto en el Plan Estratégico de la ASF 2011-2017.

Objetivo

Fiscalizar el cumplimiento del objetivo de garantizar el suministro confiable de hidrocarburos mediante la regulación, supervisión y dictaminación de proyectos de exploración y explotación.

Alcance

La revisión comprendió el análisis del Sistema de Evaluación del Desempeño, la eficacia en el cumplimiento de objetivos y metas, la eficiencia en la gestión operativa, la economía en la aplicación de los recursos presupuestales y la competencia de los actores.

En cuanto al Sistema de Evaluación del Desempeño, se revisó la lógica vertical y horizontal y el diseño de indicadores para evaluar los resultados anuales de los Programas Presupuestarios G004 “Regulación de la exploración y extracción de hidrocarburos y su recuperación”, G006 “Supervisión de los proyectos de exploración y extracción de hidrocarburos y su recuperación” y P007 “Realizar estudios de evaluación, cuantificación y verificación de las reservas de hidrocarburos”.

En eficacia, se analizó la dictaminación de los proyectos de exploración y explotación; la dictaminación económica de proyectos; la dictaminación de los reportes de cuantificación y certificación de reservas de gas natural, y la quema y venteo de gas.

En eficiencia, se examinó el proceso de dictaminación de proyectos; la integración de información estratégica; la regulación de proyectos; la elaboración y supervisión de normas; la supervisión de proyectos, y el cumplimiento de la rendición de cuentas.

En economía, se revisó el valor económico de la quema y venteo de gas natural, así como de la inversión para el aprovechamiento.

En competencia de los actores, se evaluó la estructura organizacional del personal para el desempeño de sus actividades.

Antecedentes

La industria petrolera y su desarrollo están basados en la disponibilidad de sus reservas; la disminución de éstas compromete la seguridad energética en el mediano y largo plazos.

En el periodo 2001-2006, las reservas de gas natural disminuyeron 6.5% al pasar de 50,648.1 miles de millones de pies cúbicos (MMMpc) a 47,367.8. La demanda se incrementó en

33.0%, crecimiento superior en 3.9 puntos porcentuales al presentado por la oferta (29.1%), lo que ocasionó que las importaciones aumentaran en 54.3%.

En el Plan Nacional de Desarrollo 2007-2012, el Gobierno Federal señaló que el objetivo del sector sería garantizar que se suministrara el gas natural que requiriera el país de manera confiable, con calidad y a precios competitivos. Se estableció como uno de los retos más importantes detener y revertir la evolución desfavorable de las reservas de hidrocarburos, ya que se estimaba que al ritmo de producción de 2006 (año base), las reservas probadas de gas natural se agotarían en 9.7 años; y se reconoció que si bien la producción de gas natural mostró en los últimos años una tendencia creciente ésta no fue suficiente para satisfacer la demanda.

Las estrategias para resolver esta problemática consistieron en incrementar las acciones de exploración con la finalidad de descubrir reservas de hidrocarburos en el país; establecer niveles de producción de gas natural para maximizar la renta petrolera a lo largo del tiempo; así como fomentar la participación de la inversión complementaria en los proyectos de infraestructura energética.

En 2008, la Secretaría de Energía realizó un diagnóstico para contar con información relevante sobre la situación del estado operativo de los organismos subsidiarios de Pemex y sus retos. La problemática del gas natural identificada en el diagnóstico se presenta a continuación:

- “La posibilidad de encontrar yacimientos de fácil acceso, baja complejidad técnica y magnitud relevante, está prácticamente agotada en México y el resto del mundo. Por ello, las perspectivas de producción de hidrocarburos se orientan a los yacimientos ubicados en aguas profundas.^{1/}
- “Prevalece la problemática de un excesivo venteo de gas,^{2/} principalmente en las regiones marinas. El aprovechamiento del recurso en estas zonas es muy inferior al estándar internacional (97%).
- “Desde 1997, México se ha convertido en un país importador de gas natural. Aun cuando la producción nacional de gas ha aumentado en años recientes”.

En el diagnóstico, se concluyó que era necesario realizar una revisión integral del marco que regulaba la industria petrolera para lograr que ésta ofreciera una provisión más segura y eficiente de insumos energéticos; y que incrementaran de manera acelerada las reservas de hidrocarburos del país.

Como resultado de este diagnóstico, en 2008 el Poder Ejecutivo elaboró y envió a la Cámara de Senadores y a la Comisión Permanente del Congreso de la Unión la iniciativa de Reforma Energética.

La Reforma Energética tuvo por objeto fortalecer y modernizar a la industria petrolera mexicana; evitar la existencia de contratos discrecionales de servicios múltiples, desempeño o incentivados sin acotamiento alguno; fortalecer la capacidad de la Secretaría de Energía

^{1/} SENER, Diagnóstico: Situación de Pemex, pág. 56.

^{2/} El venteo de gas es el acto de dejar escapar a la atmósfera sin combustión el gas extraído, ya sea de forma controlada o fortuita, total o parcialmente.

(SENER) para establecer y conducir la política energética; modernizar el régimen de contratación de obras y servicios de Pemex; complementar y fortalecer las atribuciones de la Comisión Reguladora de Energía (CRE) y crear una comisión nacional reguladora de la exploración y producción de hidrocarburos.

La reforma se integró por siete decretos. Las leyes aprobadas o modificadas que se vinculan con la política pública en el tema de gas natural son:

- Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo: se reformó y adicionó diversas disposiciones, entre ellas, el artículo 6, en el cual se precisó el régimen contractual al que debe ajustarse Pemex, estableciendo que en los contratos de obras y prestación de servicios que celebre no se concederá propiedad sobre los hidrocarburos, ni se podrán suscribir contratos de producción compartida o aquellos que comprometan porcentajes de la producción, el valor de las ventas de los hidrocarburos o las utilidades de Pemex.

En el artículo 15, de la ley referida, se establecieron de manera específica obligaciones entre las que destaca la de reducir o evitar el venteo de gas y el desperdicio o derrame de hidrocarburos.

- Reglamento de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo: en el artículo 10 se dispone que Petróleos Mexicanos o sus Organismos Subsidiarios certificarán, una vez al año, las Reservas de Hidrocarburos con terceros independientes, cuyos reportes finales deberán contar con el visto bueno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH). Los reportes de evaluación o cuantificación de reservas deberán ser aprobados por la CNH.
- Ley de Petróleos Mexicanos. Esta ley señala que los organismos subsidiarios de Petróleos Mexicano son: Pemex-Exploración y Producción; Pemex-Refinación; Pemex-Gas y Petroquímica Básica y Pemex-Petroquímica las cuales continuarán realizando sus actividades en cumplimiento de su objeto, garantizando los compromisos asumidos y los que asuman en los Estados Unidos Mexicanos y en el extranjero, hasta en tanto el Ejecutivo Federal emita los decretos de reorganización respectivos y determine lo conducente, con base en la propuesta que le presente el Consejo de Administración.
- Ley Orgánica de la Administración Pública Federal: se reformó el artículo 33, y a la Secretaría de Energía se le asignaron las funciones de establecer y supervisar la política energética del país, además ya contaba con la facultad de conducir dicho tema. Se estableció que la planeación energética debe atender los criterios de la restitución de las reservas de hidrocarburos y la satisfacción de las necesidades energéticas básicas de la población.
- Ley de la Comisión Reguladora de Energía: en el artículo 3 se le asignó la atribución de determinar las zonas geográficas exclusivas de distribución del gas natural, considerando los elementos que permitan el desarrollo rentable y eficiente de los sistemas de distribución; así como la responsabilidad de vigilar el cumplimiento de las disposiciones administrativas aplicables a los permisionarios de gas natural.
- Ley Federal de Entidades Paraestatales: este ordenamiento le otorgó a Pemex un régimen contractual específico con la finalidad de enfrentar con mayor flexibilidad la incertidumbre que caracteriza sus actividades; optar por modalidades especiales de

contratación; realizar contratos plurianuales; y penalizar a los contratistas por impactos ambientales negativos o incumplimientos en tiempo o calidad.

- Ley de la Comisión Nacional de Hidrocarburos: esta ley tiene por objeto crear a la Comisión Nacional de Hidrocarburos que regulará y supervisará la producción de hidrocarburos. La CNH se ajustará a la política de hidrocarburos, a la Estrategia Nacional de Energía y a los programas que emita la SENER, procurando que los proyectos de exploración y producción de Pemex y de sus organismos subsidiarios se realicen con objeto de elevar el índice de recuperación y la obtención del volumen máximo de gas natural en el largo plazo.

En este contexto, en la política pública de gas natural la CNH, por medio de la regulación, supervisión, y dictaminación de proyectos y reservas de gas natural, contribuye a asegurar que Pemex garantice el suministro confiable y de calidad de los insumos energéticos que demandan los consumidores.

Resultados

1. Lógica vertical y horizontal de la Matriz de Indicadores para Resultados

Con la revisión de la lógica vertical y horizontal de la MIR del Programa Presupuestario P007 "Realizar estudios de evaluación, cuantificación y verificación de las reservas de hidrocarburos", se constató que permite verificar la relación causa-efecto entre los diferentes niveles de objetivos de la matriz, así como la congruencia entre los objetivos e indicadores del programa presupuestario; y se verificó que el objetivo de fin se orientó a medir el cumplimiento del objetivo del Plan Nacional de Desarrollo, el Programa Sectorial de Energía 2007-2012, y el objetivo institucional. Sin embargo, en el nivel de fin no se consideró en el objetivo la producción diaria de gas natural.

12-0-18D00-07-0392-07-001 Recomendación al Desempeño

Para que la Comisión Nacional de Hidrocarburos en la Matriz de Indicadores para Resultados del Programa Presupuestario P007 "Realizar estudios de evaluación, cuantificación y verificación de las reservas de hidrocarburos" considere en el objetivo de fin la producción diaria de gas natural.

2. Diseño de indicadores

De los 36 indicadores registrados en las MIR de los Programas Presupuestarios G004, G006 y P007 de la CNH, se utilizaron 9, de los cuales 3 se reclasificaron en la dimensión, ya que el indicador "factor de recuperación" se registró como de eficiencia, por lo que se reclasificó en la dimensión de eficacia, pues mide el resultado obtenido de la aplicación y realización de actividades que contribuyen a medir el grado de cumplimiento del objetivo de asegurar el suministro confiable.

Los indicadores "porcentaje de tiempo esperado para la revisión del volumen original" y "porcentaje del cumplimiento del proceso de planeación y supervisión" se registraron en eficacia, por lo que se determinó reclasificarlos en eficiencia, ya que miden la relación de los recursos y servicios realizados y no el grado del cumplimiento del objetivo. Asimismo, en el caso del indicador "porcentaje de cumplimiento del proceso de planeación y supervisión" se

reclasificó su tipo, al pasar de estratégico a gestión, ya que éste comprende el cumplimiento de una actividad.

12-0-18D00-07-0392-07-002 **Recomendación al Desempeño**

Para que la Comisión Nacional de Hidrocarburos adopte las acciones necesarias con objeto de que diseñe indicadores de desempeño que midan la eficacia en la producción diaria de gas natural, el porcentaje de reservas de gas natural; la eficiencia en la dictaminación de las reservas, la información estratégica, la elaboración de las normas oficiales mexicanas y su supervisión, y la economía en la maximización del valor económico de los proyectos.

12-0-18D00-07-0392-07-003 **Recomendación al Desempeño**

Para que la Comisión Nacional de Hidrocarburos adopte las acciones necesarias a fin de que los indicadores porcentaje de tiempo esperado para la revisión del volumen original y porcentaje del cumplimiento del proceso de planeación y supervisión se reclasifiquen en eficiencia, y el de porcentaje de cumplimiento del proceso de planeación y supervisión, en gestión.

3. Dictaminación de los proyectos de exploración y explotación de gas natural

En 2012, la CNH dictaminó 25 proyectos, los cuales representaron el 62.5% de la meta de dictaminar 40 proyectos. En ese año, se presentaron 3 dictámenes más que en 2011. La comisión informó que mediante el anexo al oficio núm. 110-UAJ-04-012 (NC) de fecha 31 de mayo de 2012, la SENER emitió diversos planteamientos para interpretar asuntos relacionados con la dictaminación de proyectos, situación que determinó que la CNH ya no dictaminara proyectos en curso.

De los 25 proyectos dictaminados por la comisión durante el ejercicio 2012, 8 fueron favorables (32.0%), debido a que los proyectos cumplieron con los requisitos técnicos; 12 proyectos fueron favorables con condicionantes (48.0%), a los cuales Pemex debe mejorar el planteamiento para que mantenga el dictamen favorable, y 5 fueron no favorables, debido a que los valores de reservas son inconsistentes con las cifras para sustentar las estimaciones de reservas, presentaron problemas de rentabilidad, y porque no se cumplió con el nivel de madurez adecuado en el diseño del proyecto para recibir recursos financieros.

En la revisión de los proyectos con dictamen no favorable y con condicionantes, se identificó que no existe normativa que obligue a Pemex atender las observaciones de la comisión. La CNH informó que una vez dictaminado un proyecto con sentido no favorable y con condicionantes, no existe un impedimento legal para que Pemex acuda a otras instancias y continúe con los trámites para su aprobación.

12-0-18D00-07-0392-07-004 **Recomendación al Desempeño**

Para que la Comisión Nacional de Hidrocarburos evalúe las causas por las cuales no se alcanzó la meta de dictaminación de los proyectos y sobre esa evaluación establezca las

medidas pertinentes para alcanzar la meta o modificarla y hacerla más acorde a las posibilidades de recursos y tiempo disponible para la dictaminación.

4. Dictaminación económica de los proyectos de explotación de gas natural

En 2012, la CNH realizó el análisis de viabilidad económica de 25 proyectos, de los cuales el 100.0% presentó un Valor Presente Neto (VPN) superior a 0, lo que significa que estos proyectos fueron rentables. El VPN, en relación con el Valor Presente de Inversión (VPI), muestra que por cada peso invertido se retribuye o recupera determinada cantidad de recursos.

En 2012, se identificó que los 5 proyectos más rentables fueron Ixtal-Manik, el cual, por cada peso invertido, recupera 10.38 pesos, seguido de San Manuel con 8.47, Ayin Alux con 7.88, Jujo-Tecominoacán con 5.93 y Julivá con 5.83.

Los 5 proyectos con una menor rentabilidad económica fueron Campeche Oriente Terciario con 0.40 pesos obtenidos sobre peso invertido, Burgos 0.83, Delta del Bravo 0.96, Lakatch 1.03 y Área Perdido 1.37.

Por tipo de yacimiento, los proyectos de gas asociado alcanzaron una mayor rentabilidad, al registrar en promedio 2.88 pesos sobre peso invertido, monto superior en 0.06 pesos al promedio del total de proyectos (2.82 pesos) y en 1.82 pesos al presentado por los proyectos de gas no asociado (1.06 pesos).

Asimismo, en relación con el tipo de yacimiento, se verificó que los proyectos de gas asociado son más rentables que los de gas no asociado.

En 2012, de los 25 proyectos revisados, se observó que la Comisión valoró las distintas alternativas propuestas por PEP, de las cuales el criterio fue determinar la más viable de acuerdo con la rentabilidad.

De los proyectos dictaminados y valorados por la CNH, se detectó que el 56.0% (14 proyectos) presentó observaciones en el cálculo de los indicadores de rentabilidad, de las cuales destacan las inconsistencias en el cálculo del VPN, insuficiencia de información y riesgos técnicos que impactarían en la rentabilidad de los proyectos.

En 2012, los proyectos Ixtal-Manik, Ayin Alux, Chuc y Caan presentaron inconsistencias en el cálculo del VPN. Por lo que la Comisión recomendó a PEP revisar el cálculo. En los proyectos San Manuel, Jujo-Tecominoacán, Och-Uech-Kax y Lerma-Malta-Talismán, la CNH detectó falta de información relacionada con la determinación de costos, y la comisión tuvo que solicitar los datos básicos de los pozos para su verificación.

En los proyectos Julivá, Och-Uech-Kax, Malpaso, Golpe Puerto Ceiba, Lerma-Malta-Talismán, Tampico Misantla Sur de Burgos, Lamprea y Delta del Bravo, se presentaron observaciones relacionadas con riesgos técnicos que influyen en la rentabilidad futura de los proyectos. Las observaciones se enfocan en la incertidumbre en el alto volumen de hidrocarburos para su recuperación, que de no hacerla pondría en duda la rentabilidad; y en la presentación de flujos negativos, para lo cual la CNH recomendó la limitación de la extracción y observaciones que consideran el aumento de los costos por contracciones en la producción, que implicaría riesgos en la rentabilidad de los proyectos.

5. Dictaminación de las reservas de gas natural

Los resultados de la dictaminación de las reservas se presentan en tres apartados, en los que se analizaron las reservas de gas natural del ejercicio 2011, revisadas y dictaminadas durante 2012; las reservas de gas natural del ejercicio 2012, y la relación reservas-producción.

Dictaminación de las reservas de gas natural del ejercicio 2011

Se verificó que la CNH analizó la información de las reservas reportadas por Pemex y la certificación de las reservas por los terceros independientes, como se muestra a continuación:

ANÁLISIS DE RESERVAS DE GAS NATURAL 1P, 2P Y 3P POR REGIÓN REPORTADAS POR PEMEX Y TERCEROS INDEPENDIENTES, AL 1° DE ENERO DE 2012
(MMMpc)

Región / Concepto	Pemex-Exploración y Producción	Tercero Independiente ^{1/}	Diferencia	
			Absoluta	Relativa (%)
	(1)	(2)	(3)=(1)-(2)	(4)=((1)-(2))/(1))*100
Marina Noreste				
1P Probadas	2,848.7	2,972.9	124.2	4.4
2P Probables y probadas	3,791.4	4,163.2	371.8	9.8
3P Posibles, probables y probadas	4,438.6	5,227.0	788.4	17.8
Marina Suroeste				
1P Probadas	4,349.5	4,080.1	269.4	6.2
2P Probables y probadas	8,435.6	7,845.5	590.1	7.0
3P Posibles, probables y probadas	15,274.7	14,615.2	659.5	4.3
Norte				
1P Probadas	3,858.3	4,172.6	314.3	8.1
2P Probables y probadas	15,388.0	14,838.9	549.1	3.6
3P Posibles, probables y probadas	33,958.1	33,922.1	36.0	0.1
Sur				
1P Probadas	6,437.2	5,882.6	554.6	8.6
2P Probables y probadas	7,811.9	7,376.5	435.4	5.6
3P Posibles, probables y probadas	8,628.9	8,378.9	250.0	2.9
Total				
1P Probadas	17,493.7	17,108.2	385.5	2.2
2P Probables y probadas	35,426.9	34,224.1	1,202.8	3.4
3P Posibles, probables y probadas	62,300.3	62,143.2	157.1	0.3

FUENTE: Comisión Nacional de Hidrocarburos, Tabla comparativa de la cuantificación de las reservas 1P, 2P y 3P, por región, determinadas por los terceros independientes y aquellas sustentadas por Pemex para 2012.

^{1/} En la Región Marina Noreste el tercero independiente (certificador) fue Netherland Sewell, en la Región Marina Suroeste fue DeGolyer, en la Región Norte Ryder Scott y en la Región Sur Netherland Sewell.

MMMpc: Miles de millones de pies cúbicos.

Nota: El valor absoluto en la diferencia indica la consideración de los valores sin tomar en cuenta si es positivo o negativo. Por lo que ninguna cifra presenta signo negativo.

En la Región Marina Noreste, Pemex-Exploración y Producción (PEP) presentó volúmenes de reservas de gas natural inferiores a las reportadas por el certificador Netherland Sewell, en 4.4% en las reservas 1P, 9.8% en las reservas 2P y 17.8% en las reservas 3P. Sobre ésta última diferencia, la CNH determinó la aprobación de las reservas respecto de los lineamientos publicados en la Resolución CNH.06.002/09 del 21 de diciembre de 2009,

porque la variación superior al 10.0% se determinó en petróleo crudo equivalente, y no en forma desagregada, por lo que no existió impedimento para que la Comisión determinara la aprobación de las reservas de gas natural al 1 de enero de 2012.

Reservas de gas natural del ejercicio 2012

Las cifras de reservas 1P correspondientes al ejercicio 2012 se reportaron al 1 de enero de 2013, por lo que la resolución para aprobar las cifras de reservas de Pemex y de los terceros independientes correspondientes al ejercicio 2012, se publicaron en marzo de 2013, y en el mes de agosto para las reservas 2P y 3P, las cuales se presentan en el cuadro siguiente:

ANÁLISIS DE LAS RESERVAS PROBADAS DE GAS NATURAL POR REGIÓN REPORTADAS POR PEMEX Y TERCEROS INDEPENDIENTES, AL 1 DE ENERO 2013

(MMMpc)

Concepto	Pemex-Exploración y Producción (1)	Tercero Independiente (2)	Diferencia	
			Absoluta (3)=(1)-(2)	Relativa (4)=((1)-(2)/(1))*100
Marina Noreste				
1P Probadas	2,823.9	3,025.8	201.9	7.1
2P Probables y probadas	3,782.3	3,867.1	84.8	2.2
3P Posibles, probables y probadas	4,436.2	4,851.0	414.8	9.4
Marina Suroeste				
1P Probadas	4,168.8	3,941.7	227.1	5.4
2P Probables y probadas	8,419.4	7,719.7	699.7	8.3
3P Posibles, probables y probadas	16,001.9	15,837.8	164.1	1.0
Norte				
1P Probadas	3,752.9	3,816.4	63.5	1.7
2P Probables y probadas	15,104.7	13,380.0	1,724.7	11.4
3P Posibles, probables y probadas	33,748.4	31,127.0	2,621.4	7.8
Sur				
1P Probadas	6,329.8	6,098.5	231.3	3.7
2P Probables y probadas	7,595.9	7,461.2	134.7	1.8
3P Posibles, probables y probadas	9,042.9	8,599.7	443.2	4.9
Total				
1P Probadas	17,075.4	16,882.4	193.0	1.1
2P Probables y probadas	34,902.3	32,428.0	2,474.3	7.1
3P Posibles, probables y probadas	63,229.4	60,415.5	2,813.9	4.5

FUENTE: Comisión Nacional de Hidrocarburos, Tabla comparativa de la cuantificación de las reservas por región determinadas por los terceros independientes y aquellas sustentadas por Pemex al 1 de enero de 2013.

1/ En la Región Marina Noreste el tercero independiente (certificador) fue Netherland Sewell, en la Región Marina Suroeste fue DeGolyer, en la Región Norte Ryder Scott y en la Región Sur Netherland Sewell.

En la Región Norte, en el caso de las reservas 2P, se presentó una diferencia de 11.4%, debido a que Pemex registró un volumen superior a la Certificadora consecuencia de que PEP tiene un mayor número de localizaciones, para dicho caso se aplicó el segundo criterio referido en los Lineamientos que regulan el procedimiento de dictaminación, el cual consiste en revisar la participación de esta diferencia, en valor absoluto, respecto de los valores de reservas nacionales de gas.

El valor absoluto de la diferencia presentada en las reservas 2P, fue similar al límite establecido en los Lineamientos que regulan el procedimiento de dictaminación, de 0.05, por lo cual, la CNH aprobó la cuantificación de reservas 2P de gas natural realizada por Pemex-Exploración y Producción en la Región Norte.

Relación reservas-producción

La relación reservas-producción es el resultado de dividir las reservas de hidrocarburos entre la producción de un periodo. Este indicador supone la producción constante, el precio de hidrocarburos y los costos de extracción sin variación en el tiempo, así como la inexistencia de nuevos descubrimientos en el futuro.

Las reservas de gas natural 1P (probadas) que reportaron Pemex y los terceros independientes son similares, porque la paraestatal estima una suficiencia para los próximos 7.2 años, si no se incorporan más reservas, y la certificadora para 7.1 años. En las reservas 2P (probadas y probables) PEP prevé contar con gas durante los próximos 14.5 años, periodo mayor en 3.5% que lo informado por los terceros independientes (14.2 años). En las reservas 3P (probadas, probables y posibles) los datos de PEP indican suficiencia para los siguientes 25.6 años, inferior en 0.8% a los 25.8 años estimados por los certificadores.

6. Quema y venteo de gas

En 2012, Pemex registró en promedio 126.8 mmpcd de gas natural quemado y venteado, cantidad inferior en 12.4% (18.0 mmpcd) respecto del promedio programado de 144.9 mmpcd. El gas quemado y venteado durante los meses de enero a septiembre de ese año se mantuvo en niveles inferiores a los programados en los manifiestos; y, en los meses de octubre, noviembre y diciembre, los niveles reales de gas natural quemado y venteado fueron superiores respecto de lo previsto, destaca diciembre, en donde se presentó una diferencia de 71.9 mmpcd respecto de lo programado en el manifiesto.

De 2006 a 2008 la quema y venteo de gas aumentó en 214.7%, al pasar de 269.9 a 849.4 mmpcd. Con la aplicación de las disposiciones técnicas, de 2009 a 2012 la quema y venteo de gas natural se redujo en 81.8%, al pasar de 697.0 a 126.8 mmpcd. Por lo anterior, se observó que a partir de que la CNH reguló, supervisó y dio seguimiento de la quema y venteo de gas natural, se obtuvieron resultados positivos.

7. Proceso de dictaminación

En 2012 Pemex remitió a la CNH 37 proyectos para iniciar el proceso de dictaminación. De los 37 proyectos remitidos por Pemex, la CNH emitió el dictamen de 23 (62.2%), uno continúa en proceso de dictaminación (2.7%), y a 13 proyectos (35.1%) no se les realizó dictamen, de los cuales 12 fue por intervención de la Secretaría de Energía y uno porque Pemex no remitió la información.

Co los oficios núm. D00-SE-311-2013, de fecha 10 de julio de 2013, y D00.SE.-410/2013, del 6 de septiembre de 2013, la CNH remitió las fechas de inicio y término reales del proceso de dictaminación de los 23 proyectos. Al respecto, se verificó que 5 de los 23 proyectos se dictaminaron durante el ejercicio 2012, los cuales por ser proyectos en curso no se les aplicó el plazo indicado en la normativa, y los 21 restantes inició su proceso el 19 de febrero de 2013 y concluyó en el mes de mayo de ese año, por lo que se realizaron dentro del periodo establecido en los lineamientos.

8. Información estratégica

En 2012, se verificó que la CNH actualizó la información estadística relacionada con la producción de petróleo crudo y gas, así como los reportes de producción total y acumulada de aceite y gas al 1 de enero de 2012; los reportes de producción de gas natural de enero a diciembre de ese año, los indicadores mensuales de explotación de petróleo crudo y gas natural, del gas enviado a la atmósfera, de los pozos de desarrollo, de las reservas probadas, probables y posibles de gas y aceite al 1 de enero de 2012, así como de la relación reservas producción de gas natural. Asimismo, se constató que los recursos prospectivos (Sistema Nacional de Información de Hidrocarburos, Registro de Información Geológica, y Volumen de Recursos Prospectivos por Cuenca) fueron remitidos por Pemex a la CNH el 24 de septiembre de 2012 mediante el oficio núm. SPE.-543-2012.

9. Regulación de proyectos

Se verificó que en 2012 mediante la Resolución CNH.06.002/09 la comisión publicó en el Diario Oficial de la Federación el 21 de diciembre de 2009 los lineamientos técnicos para el diseño de los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos y su dictaminación, los cuales regulan la fase de diseño de los proyectos, a efecto de que éstos se ajusten a las mejores prácticas y a una planeación eficiente a lo largo del ciclo de su vida productiva.

En cuanto a los elementos necesarios para dictaminar los proyectos, se identificó que mediante la Resolución CNH.E.03001/10 de fecha 14 de junio de 2010, la comisión determinó que el proceso de revisión se realizará conforme al artículo Quinto Transitorio del Reglamento de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el ramo del Petróleo, y en dicha resolución se establecen de manera precisa los elementos necesarios para dictaminar los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos, los cuales se aplicaron en los procesos de dictaminación del ejercicio 2012.

10. Normalización de proyectos y su supervisión

En 2012, la comisión careció de los programas de expedición de las normas oficiales mexicanas y de supervisión, verificación e inspección de su aplicación. Al respecto, se identificó que contó con un servidor público para atender los asuntos normativos, debido a que en ese año no se autorizaron las plazas requeridas.

12-0-18D00-07-0392-07-005 **Recomendación al Desempeño**

Para que la Comisión Nacional de Hidrocarburos adopte de las medidas necesarias a efecto de que establezca un programa para emitir las normas oficiales faltantes y revisar las existentes, y gestione los recursos necesarios ante las autoridades competentes, a fin de que cumpla con las atribuciones en materia de regulación.

12-0-18D00-07-0392-07-006 **Recomendación al Desempeño**

Para que la Comisión Nacional de Hidrocarburos establezca un programa de supervisión, verificación, vigilancia e inspección de la aplicación y el cumplimiento de las normas oficiales por parte de Pemex; y gestione los recursos necesarios ante las autoridades competentes, a efecto de que cumpla con las atribuciones en la materia.

11. Supervisión de proyectos

En 2012, se verificó que la CNH no dispuso de un programa de actividades para la supervisión, verificación, vigilancia y certificación del cumplimiento de sus disposiciones.

12-0-18D00-07-0392-07-007 Recomendación al Desempeño

Para que la Comisión Nacional de Hidrocarburos adopte las medidas necesarias a efecto de que establezca un programa de supervisión, vigilancia y certificación del cumplimiento de sus disposiciones; a fin de que cumpla con las atribuciones en materia de supervisión de proyectos.

12. Rendición de cuentas

Se verificó que en la Cuenta Pública 2012 en el Sexto Informe de Gobierno, en el Informe de Labores de la CNH y en el Sexto Informe de Ejecución del PND, la comisión reportó información relacionada con la regulación, supervisión y la dictaminación de los proyectos de exploración y explotación y de las reservas de hidrocarburos, temas relacionados con el objetivo de la política pública revisada.

13. Valor económico de la quema y venteo de gas

En 2012, Pemex-Exploración y Producción quemó y venteó 126.8 mmpcd de gas, lo que representó 2,472.9 millones de pesos. De los 10 activos en operación, destacan el Activo de Producción Cantarell, el cual representó el 24.6% (609.4 millones de pesos).

En ese año el índice de aprovechamiento de gas natural alcanzó el 97.6%, y el gas enviado a la atmosfera (quemado y venteado) fue del 2.4%, resultado que se atribuye al cumplimiento de las Disposiciones Técnicas para evitar o reducir la quema y el venteo de gas en los trabajos de exploración y explotación de hidrocarburos, emitidas y supervisadas por la Comisión, así como también a la inversión en infraestructura.

Para que se aprovechara el 97.5% de gas, se invirtieron 9,141.9 millones de pesos, y el costo de quemar el 2.4% del gas disponible fue de 2,472.9 millones de pesos.

14. Estructura organizacional

Se verificó que en 2012, la CNH contaba con 61 plazas para cubrir su estructura organizacional, 42.7% plazas menos de las 143 solicitadas a la Secretaría de Energía mediante el oficio núm. D00.-SE.-633/2011, de fecha 4 de octubre de 2011; esta situación originó que no se cumplieran las atribuciones de elaboración y supervisión de normas oficiales mexicanas, verificación, visitas de supervisión e inspección, establecidas en la Ley de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

12-0-18D00-07-0392-07-008 Recomendación al Desempeño

Para que la Comisión Nacional de Hidrocarburos motive y sustente ante la Secretaría de Hacienda y Crédito Público la necesidad de completar su estructura ocupacional para poder realizar las actividades de elaboración y supervisión de normas oficiales mexicanas, verificación, visitas de supervisión e inspección, a fin de cumplir con las atribuciones establecidas en su Ley.

Consecuencias Sociales

La producción de gas fue de 4,603.1 MMpcd, volumen insuficiente para atender la demanda de 5,676.2 MMpcd, lo cual originó que las importaciones ascendieran a 2,068.6 MMpcd; si la CNH no regula, supervisa, y dictamina los proyectos y reservas de gas natural, la ejecución de proyectos con rentabilidad técnica y económica y el volumen de las reservas podría ponerse en riesgo e impactaría en el gasto de los consumidores.

Resumen de Observaciones y Acciones

Se determinó(aron) 9 observación(es), de la(s) cual(es) 3 fue(ron) solventada(s) por la entidad fiscalizada antes de la integración de este informe. La(s) 6 restante(s) generó(aron): 8 Recomendación(es) al Desempeño.

Dictamen: con salvedad

La auditoría se practicó sobre la información proporcionada por la entidad fiscalizada, de cuya veracidad es responsable; fue planeada y desarrollada de acuerdo con el objetivo y alcance establecidos, y se aplicaron los procedimientos de auditoría que se estimaron necesarios. En consecuencia, existe una base razonable para sustentar el presente dictamen.

La Auditoría Superior de la Federación considera que, en términos generales, la Comisión Nacional de Hidrocarburos cumplió con sus atribuciones de regulación, supervisión, y dictaminación de proyectos y reservas de gas natural, al aprobar los reportes de reservas probadas emitidos por Pemex y los terceros independientes; al 1 de enero de 2012, las reservas ascendieron a 17,493.7 MMMpc, las cuales, según Pemex al ritmo de explotación actual, durarán 7.2 años, y según los terceros independientes 7.1 años.

Los resultados con observación que se presentan en el apartado correspondiente de este informe se refieren principalmente a lo siguiente:

La entidad fiscalizada dictaminó 25 proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos, que representaron el 62.5% de la meta establecida de dictaminar 40 proyectos, en incumplimiento de lo establecido en la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria. De los 25 proyectos, el 32.0% fue favorable, el 48.0% favorable con condicionantes y el 20.0% no favorable.

En materia de regulación y supervisión, se determinó que la comisión careció de los programas anuales de expedición de normas oficiales mexicanas y de supervisión, verificación e inspección de su aplicación, así como de inspección y vigilancia de las instalaciones de Pemex, por lo que no se llevaron a cabo dichas actividades establecidas en la Ley de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

Apéndices

Procedimientos de Auditoría Aplicados

1. Evaluar la lógica vertical y horizontal del programa con la revisión de la MIR.
2. Revisar el diseño de los indicadores para evaluar el cumplimiento de objetivos y la gestión operativa.

3. Analizar y precisar las acciones que la CNH realizó para dictaminar los proyectos de exploración y explotación de gas natural.
4. Verificar los resultados de viabilidad económica de los proyectos de exploración y explotación de gas natural, a fin de evaluar la rentabilidad de los proyectos.
5. Evaluar la dictaminación de las reservas de gas natural cuantificadas por Pemex y certificadas por los terceros independientes.
6. Examinar las acciones de seguimiento y supervisión realizadas por la CNH a las instalaciones de producción de hidrocarburos, a fin de verificar el cumplimiento de la normativa en la reducción de la quema y venteo de gas.
7. Revisar la eficiencia en el proceso de dictaminación de los proyectos de exploración y explotación de gas natural.
8. Examinar el proceso de actualización de la información en materia de producción, reservas, relación reservas-producción y recursos prospectivos de gas natural, e identificar que se hayan reportado en los instrumentos de rendición de cuentas los temas relacionados con el objetivo de la política pública.
9. Analizar el proceso de dictaminación de los proyectos de exploración y explotación de gas natural, a fin de verificar las acciones realizadas por la CNH en la regulación de estas actividades.
10. Revisar el proceso de normalización y supervisión de los proyectos de exploración y explotación de gas natural.
11. Verificar que se visitaron los proyectos de exploración y explotación de gas natural, para comprobar que la CNH supervisó y dio seguimiento de los proyectos dictaminados.
12. Analizar el costo de la quema y venteo de gas en comparación con la inversión para su aprovechamiento.
13. Examinar si la CNH cuenta con el personal suficiente para desarrollar las actividades de dictaminar los proyectos de exploración y explotación, y las reservas de hidrocarburos.

Áreas Revisadas

Las direcciones generales de Exploración, Supervisión, Explotación, Planeación, y de Normatividad.

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. Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria: Arts. 16; 45; 110.
2. Otras disposiciones de carácter general, específico, estatal o municipal: Criterios para la Revisión y Actualización de la Matriz de Indicadores para Resultados del Presupuesto de Egresos de la Federación, Numeral 15 y 19; Ley de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, Art. 4, Fracciones VI, XIII y XVIII.

Fundamento Jurídico de la ASF para Promover Acciones

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

Artículo 79, fracción II, párrafos tercero y quinto y fracción IV, párrafos primero y penúltimo, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos.

Artículos 6, 12, fracción IV; 13, fracciones I y II; 15, fracciones XIV, XV y XVI; 29, fracción X; 32; 39; 49, fracciones I, II, III y IV; 55; 56, y 88, fracciones VIII y XII, de la Ley de Fiscalización y Rendición de Cuentas de la Federación.

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 determinadas por la Auditoría Superior de la Federación, y que se presentó a esta entidad fiscalizadora para los efectos de la elaboración definitiva del Informe del Resultado.

“Derivado de la auditoría se puede apreciar que este órgano desconcentrado ha empezado a consolidar procesos relacionados con actividades sustantivas tales como:

- Dictámenes de reservas de hidrocarburos;
- Dictámenes de proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos;
- Regulación de actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, su instrumentación y la supervisión de su cumplimiento,
- Actualización, análisis y publicidad de información estadística considerada estratégica, no sólo para el cumplimiento de sus atribuciones, sino también como un medio para detonar la discusión técnica para la mejor toma de decisiones.

“Catorce fueron los resultados determinados de la auditoría al desempeño, de los cuales únicamente seis fueron registrados con observación. Las materias relacionadas con las observaciones referidas corresponden básicamente a indicadores y metas, normalización de proyectos, visitas de inspección, seguimiento de proyectos y estructura organizacional.

“En relación con las observaciones señaladas por ese órgano de fiscalización y sin perjuicio de las aclaraciones o precisiones que la Comisión presentó durante la pre-confronta y la confronta, en el marco del proceso de auditoría, se considera que los resultados son valiosos al detectar áreas de oportunidad en las que la Comisión debe enfocar su atención los próximos meses.

“Adicionalmente, si bien no fue del todo considerado en el marco de la auditoría, de la información entregada al órgano fiscalizador se puede constatar las actividades realizadas en el año 2012 en relación con la regulación y supervisión en los temas de seguridad industrial en aguas profundas y medición de hidrocarburos, ambos aspectos de la mayor importancia para el desarrollo y mejora de las actividades realizadas por Pemex-Exploración y Producción.

”Es por todo lo anterior que esta Comisión considera que en la valoración de esa Auditoría Superior de la Federación no debe soslayarse el hecho de las dificultades que la Comisión enfrentó desde el inicio de sus operaciones, con una situación adversa en relación con restricciones presupuestales y de recursos humanos, lo cual ha representado retos mayores para la debida integración de una estructura organizacional suficiente, el fortalecimiento de procedimientos y el desarrollo de programas de visitas de inspección, principalmente.

”En este sentido, y sin perjuicio de la responsabilidad que reconoce esta Comisión para el cumplimiento cabal de las atribuciones establecidas en su marco normativo, se estima que los resultados determinados con observación deben contextualizarse en el marco de esa realidad y de la consideración de una institución que día a día se abre camino en el sector de hidrocarburos de nuestro país.”