

Pemex Exploración y Producción**Proyecto Cantarell**

Auditoría Cumplimiento Financiero: 2017-6-90T9G-15-0485-2018

485-DE

Criterios de Selección

Montos y variaciones de recursos presupuestales y financieros, interés mediático o coyuntural, no auditado anteriormente, y relevancia de resultados y acciones emitidas de auditorías anteriores.

Objetivo

Fiscalizar la gestión financiera para verificar la producción, la inversión, los ingresos y la rentabilidad relativos al desarrollo y la explotación del proyecto; asimismo, verificar su registro y presentación en la Cuenta Pública, de conformidad con la normativa.

Consideraciones para el seguimiento

Los resultados, observaciones y acciones contenidos en el presente informe individual 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 individual de auditoría se encuentran sujetas al proceso de seguimiento, por lo que en razón de la información y consideraciones que en su caso proporcione la entidad fiscalizada, podrán confirmarse, solventarse, aclararse o modificarse.

Alcance

	INGRESOS	EGRESOS
	Miles de Pesos	Miles de Pesos
Universo Seleccionado	612,924,690.2	10,207,064.4
Muestra Auditada	122,315,181.8	1,777,718.6
Representatividad de la Muestra	20.0%	17.4%

El universo por 612,924,690.2 miles de pesos correspondió a las ventas de petróleo crudo y gas interempresas en el ámbito nacional y de exportación, de los cuales se revisaron 122,315,181.8 miles de pesos, que representan el 20.0% del universo.

Por otra parte se revisaron 10,207,064.4 miles de pesos que correspondieron a los gastos de operación de Pemex Exploración y Producción de los cuales se revisaron 1,777,718.6 miles de

pesos, el 17.4%. Tanto las ventas como los gastos se seleccionaron mediante muestreo de probabilidad proporcional¹.

Se revisaron los ingresos y egresos de la inversión del Proyecto Cantarell por 13,519,000.0 miles de pesos se revisaron 8,067,544.2 miles de pesos que representa el 59.7% del monto invertido, asimismo su rentabilidad, la declinación de la producción y la restitución de reservas.

Antecedentes

Pemex Exploración y Producción (PEP) es una Empresa Productiva del Estado, Subsidiaria de Petróleos Mexicanos (PEMEX), cuya finalidad es generar valor económico y rentabilidad para el Estado Mexicano. Su objeto exclusivo es la exploración y extracción del petróleo y de los hidrocarburos sólidos, líquidos o gaseosos en el territorio nacional, en la zona económica exclusiva del país y en el extranjero. Para lo anterior, podrá, entre otras actividades, administrar la planeación, evaluación y desarrollo de los proyectos y otras iniciativas de negocio relacionadas con su objeto exclusivo.

En el documento “Análisis Costo-Beneficio del Proyecto Cantarell” de 2012, se planteó para el Proyecto Cantarell en el horizonte 2013-2050, una producción de 2,641,000.0 miles de barriles (Mb) de petróleo crudo, y 1,436,000,000.0 miles de pies cúbicos (Mpc) de gas, para lo cual se programó la perforación de 130 pozos de desarrollo, un pozo inyector, 296 intervenciones mayores y 2,113 reparaciones menores; la construcción de 31 ductos, la instalación de siete plataformas, así como el mantenimiento de la infraestructura, incluyendo su desincorporación en el mismo periodo.

En el documento citado se programó, para 2017, la perforación de dos pozos de desarrollo; una intervención mayor; 32 reparaciones menores, y la construcción de un ducto.

De acuerdo con el apartado “Programas y Proyectos de Inversión” de la Cuenta Pública 2017, la cartera de proyectos de inversión de PEP se conformó por 74 proyectos, entre ellos, el Proyecto Cantarell, el cual está constituido por ocho campos: Akal, Nohoch, Sihil, Chac, Ixtoc, Kutz, Takin y Kambesah. Su objetivo es administrar la declinación de la producción mediante estrategias a corto, mediano y largo plazo.

En relación con los ingresos del Proyecto Cantarell, en 2017, se estimó una producción de 136,510.0 Mb de petróleo crudo, y 68,255,000.0 Mpc de gas natural, cuya comercialización representaría ingresos de 148,059,000.0 miles de pesos, con una inversión aproximada de 22,108,000.0 miles de pesos.

Además, de acuerdo con el Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos 2017-2021, uno de los retos para PEP es reemplazar la caída de la producción de Cantarell y estabilizar la producción de manera rentable, segura y sustentable.

¹ Es una selección de unidades de muestreo que se extraen del universo objeto a los procedimientos de auditoría, en el cual la muestra es automáticamente estratificada. La probabilidad de que un elemento sea seleccionado es directamente proporcional a su valor monetario y al ser esperado un error bajo en la población, se requiere un tamaño de la muestra menor.

En la auditoría núm. 486-DE denominada “Recuperación y Puesta en Marcha de las Plataformas de Producción y Perforación que fueron objeto de vandalismo” se revisaron los eventos delictivos y daños en plataformas; las acciones de seguridad y vigilancia en instalaciones de PEP; las acciones legales implementadas por PEP; la cobertura de los seguros contratados, y el registro contable de las plataformas, que incluyeron las pertenecientes al Proyecto Cantarell.

Resultados

1. Producción de petróleo crudo y gas asociado

El Proyecto Cantarell está enfocado en la producción de aceite y gas asociado² de los ocho campos que lo conforman mediante la implantación de estrategias de explotación para extraer la reserva tipo 2P (probadas + probables).

La producción nacional de petróleo crudo, gas natural asociado y no asociado de Pemex Exploración y Producción (PEP) se registró en el Sistema Nacional de Información de Producción (SNIP) de enero a octubre de 2017, y en el Sistema Integral de Información de Producción (SIIP) de noviembre a diciembre del mismo año.

En 2017, el Activo Integral de Producción Bloque AS01-01, antes Cantarell, reportó en los sistemas mencionados, el volumen de petróleo crudo y gas asociado extraídos de los ocho campos que integran el Proyecto Cantarell, como sigue:

PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO CRUDO Y GAS ASOCIADO
DEL PROYECTO CANTARELL EN 2017

Campo	Núm. pozos	Petróleo crudo		Gas asociado	
		(Mb)	%	(Mpc)	%
Akal	119	22,377.4	42.4	389,688,807.6	96.4
Chac	8	2,709.7	5.1	1,061,078.5	0.3
Ixtoc	10	6,055.1	11.5	4,566,551.6	1.1
Kutz	1	372.5	0.7	168,941.9	0.1
Nohoc	7	2,238.7	4.3	804,350.2	0.2
Sihil	15	5,972.5	11.3	3,234,052.8	0.8
Takin	4	3,734.6	7.1	577,584.9	0.1
Kambesah	5	9,266.7	17.6	4,200,151.0	1.0
Total	169	52,727.2	100.0	404,301,518.5	100.0

FUENTE: Sistema Nacional de Información de Producción y Sistema Integral de Información de Producción de 2017.

Mb: Miles de barriles.

Mpc: Miles de pies cúbicos.

Los campos del Proyecto Cantarell produjeron 52,727.2 miles de barriles (Mb) de petróleo crudo, y 404,301,518.5 miles de pies cúbicos (Mpc) de gas asociado, mediante 169 pozos productores registrados en el SNIP y en el SIIP. El campo Akal obtuvo la mayor producción de

² Gas asociado: Gas natural que se encuentra en contacto y disuelto en el aceite crudo del yacimiento.

petróleo crudo y gas asociado, al aportar el 42.4% de la producción de petróleo crudo y 96.4% de la producción total de gas asociado.

Comparativo de la producción de petróleo crudo y gas asociado prevista para el Proyecto Cantarell

Se comparó la producción de petróleo crudo y gas asociado estimada en el "Análisis Costo-Beneficio (ACB)" de 2012, proyectado para el ejercicio fiscal 2017, con el programa operativo al cuarto trimestre de 2017 (POT IV) y con la producción real registrada en el SNIP y en el SIIP, como se detalla a continuación:

COMPARATIVO DE LA PRODUCCIÓN REAL REPORTADA EN EL SNIP Y SIIP CON LA ESTIMADA EN EL ANÁLISIS COSTO BENEFICIO Y EL POT IV DEL PROYECTO CANTARELL, 2017

Concepto	Producción			Diferencia			
	Estimada		Real	Real-ACB	%	Real-POT IV	%
	ACB	POT IV	SNIP y SIIP				
Petróleo crudo (Mb)	136,510.0	54,179.6	52,727.2	-83,782.9	38.6	-1,452.5	97.3
Gas asociado (Mpc)	68,255,000.0	440,548,537.0	404,301,518.6	336,046,518.6	592.3	-36,247,018.4	91.8

FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación con información proporcionada por Pemex Exploración y Producción.

ACB: Análisis costo beneficio del Proyecto Cantarell de 2012.

SNIP: Sistema Nacional de Información de Producción.

SIIP: Sistema Integral de Información de Producción.

POT IV: Programa Operativo Trimestral, cuarto trimestre.

Mb: Miles de barriles.

Mpc: Miles de pies cúbicos.

Se constató que, en 2017, el Proyecto Cantarell produjo 52,727.2 Mb de petróleo crudo, el 38.6% de la producción estimada en el ACB, y el 97.3% de la producción considerada en el POT IV. En cuanto al gas, se obtuvieron 404,301,518.6 miles de pies cúbicos (Mpc), el 592.3% más de lo estimado en el ACB, y 91.8% de lo considerado en el POT IV.

El Activo Integral de Producción Bloque AS01-01, antes Cantarell, informó que el incremento de la producción de gas del Proyecto Cantarell se debió a la variación de presión en los campos, lo que provocó que el contacto gas/aceite se presentara en los intervalos de producción, es decir, el gas invade el lugar donde se produce el petróleo, lo que ocasiona la mayor producción de gas, aunado al incremento en el volumen de inyección de gas nitrógeno.

Declinación de la producción

En 2017 Pemex Exploración y Producción extrajo de sus activos integrales 711,116.1 Mb de petróleo crudo, volumen menor en 220,588.5 Mb, respecto a los 931,704.6 Mb registrados en 2011, como se muestra a continuación.

VOLUMEN DE PETRÓLEO CRUDO POR ACTIVO Y REGIÓN POR LOS EJERCICIOS DE 2011-2017

(Mb)

Activo/Región	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Cantarell	182,745.9	166,201.7	160,518.2	136,842.8	99,788.6	78,969.0	64,468.6
Ku-Maloob-Zaap	307,353.0	312,952.4	315,282.7	312,709.2	311,364.6	317,189.9	313,162.7
Total Región Marina Noreste ^{1/}	490,098.9	479,154.1	475,800.9	449,552.0	411,153.2	396,158.9	377,631.3
Abkatún-Pol-Chuc	100,797.2	97,453.2	107,180.8	109,257.3	104,627.6	94,672.1	74,183.6
Litoral de Tabasco	103,805.2	116,833.2	109,215.5	116,950.0	126,740.5	131,716.7	126,203.1
Total Región Marina Suroeste ^{2/}	204,602.4	214,286.4	216,396.3	226,207.3	231,368.1	226,388.8	200,386.7
Burgos	925.3	1,746.3	2,906.1	1,830.9	0.0	0.0	0.0
Poza Rica-Altamira	21,960.4	24,807.2	22,432.3	21,824.0	21,410.8	19,742.5	17,602.9
Aceite Terciario del Golfo	19,283.8	25,093.3	24,147.0	17,799.9	15,330.2	14,563.9	12,557.2
Veracruz	1,180.2	1,451.9	3,403.3	4,174.4	4,408.5	5,409.1	5,582.0
Total Región Norte ^{3/}	43,349.7	53,098.7	52,888.7	45,629.2	41,149.5	39,715.5	35,742.1
Cinco Presidentes	30,469.4	35,133.3	33,966.8	32,529.4	31,971.9	29,269.4	23,047.7
Bellota-Jujo	52,324.6	47,705.7	49,002.4	45,565.8	37,112.0	33,043.5	26,436.6
Samaria-Luna	81,275.4	75,062.8	62,978.4	58,917.4	53,084.9	46,495.0	36,448.3
Macuspana-Muspac	29,584.2	28,094.7	29,542.9	28,099.0	21,553.9	17,119.5	11,423.4
Total Región Sur ^{4/}	193,653.6	185,996.5	175,490.5	165,111.6	143,722.7	125,927.4	97,356.0
Total Nacional	931,704.6	932,535.7	920,576.4	886,500.1	827,393.5	788,190.6	711,116.1

FUENTE: Base de Datos Institucional de Petróleos Mexicanos.

1/ Subdirección de Producción Bloques Aguas Someras 01.

2/ Subdirección de Producción Bloques Aguas Someras 02.

3/ Subdirección de Producción Bloques Sur.

4/ Subdirección de Producción Bloques Norte.

Nota: Activo Integral de Producción Bloque AS01-01, antes Cantarell.

De lo anterior, en el ámbito nacional se presentó una declinación en la producción de petróleo crudo, como sigue:

DECLINACIÓN ANUAL DE PETRÓLEO CRUDO
EN EL ÁMBITO NACIONAL

Año	Producción (Mb)	Declinación anual	
		Diferencia (Mb)	Porcentaje
2011	931,704.6	-8,907.5	-0.9%
2012	932,535.7	831.1	0.1%
2013	920,576.4	-11,959.3	-1.3%
2014	886,500.1	-34,076.2	-3.7%
2015	827,393.5	-59,106.7	-6.7%
2016	788,190.6	-39,202.9	-4.7%
2017	711,116.1	-77,074.5	-9.8%

FUENTE: Calculado a partir de la base de datos institucional de PEMEX.

Mb: Miles de barriles.

La producción de petróleo crudo en el Activo Integral de Producción Bloque AS01-01, antes Cantarell, también mostró una tendencia a la baja en el cálculo de la tasa de declinación anual de la producción de petróleo crudo, como se presenta a continuación:

DECLINACIÓN ANUAL DE PETRÓLEO CRUDO, 2011-2017
ACTIVO INTEGRAL DE PRODUCCIÓN BLOQUE AS01-01, ANTES CANTARELL

Año	Producción (Mb)	Declinación anual	
		Diferencia (Mb)	Porcentaje
2011	182,745.9 ^{1/}	-20,939.2	-10.3%
2012	166,201.7	-16,544.2	-9.1%
2013	160,518.2	-5,683.5	-3.4%
2014	136,842.8	-23,675.4	-14.7%
2015	99,788.6	-37,054.2	-27.1%
2016	78,969.0	-20,819.6	-20.9%
2017	64,468.6 ^{1/}	-14,500.5	-18.4%

FUENTE: Calculado a partir de la base de datos Institucional de PEMEX.

Mb: Miles de barriles.

^{1/} $182,745.9 - 64,468.6 = 118,277.3 / 182,745.9 = 64.7\%$

NOTA: La producción del Activo Integral de Producción Bloque AS01-01 por 64,468.6 Mb se integran de 52,727.2 Mb de Cantarell y 11,741.5 Mb de los campos Ek-Balam, razón por la cual no coincide con los 52,727.2 Mb de la producción registrada en el SNIP y SIIP.

SNIP: Sistema Nacional de Información de Producción.

SIIP: Sistema Integral de Información de Producción.

En 2011, se obtuvieron 182,745.9 Mb de petróleo crudo, y en 2017, 64,468.6 Mb, lo que significó una disminución de 118,277.3 Mb, el 64.7% en un periodo de seis años, equiparable al 82.5% del total de la producción de 2016 y 2017. En 2017, la tasa de declinación de la producción de petróleo crudo del Proyecto Cantarell fue de -18.4%, la cual fue más pronunciada que la presentada en el ámbito nacional de -9.8%.

Al respecto, la Coordinación del Grupo Multidisciplinario de Diseño de Explotación Proyecto Akal-Sihil del Activo Integral de Producción Bloque AS01-01, antes Cantarell, informó que la declinación de la producción del Proyecto Cantarell se debió al incremento en la extracción de agua en lugar de hidrocarburos de los pozos, la precipitación de incrustaciones inorgánicas asociadas a pozos con producción de agua que originan obstrucciones en el aparejo y las líneas de descarga, así como la falta de disponibilidad continua de recursos económicos y físicos para las intervenciones de los pozos, las cuales contribuyen a mantener la producción.

Para detener la declinación de la producción de hidrocarburos de los campos del proyecto, PEP ha realizado las acciones siguientes:

- Reparaciones menores, como limpiezas de aparejo, mandril, bajantes, estranguladores, estimulaciones y optimización del sistema artificial de producción.
- Reparaciones mayores mediante ventanas, cambios de intervalo, controles de agua y gas.

- Inyección continua de inhibidor de incrustaciones en pozos que presentan problemática recurrente y de mejorador de flujo en pozos con problemas de emulsiones.

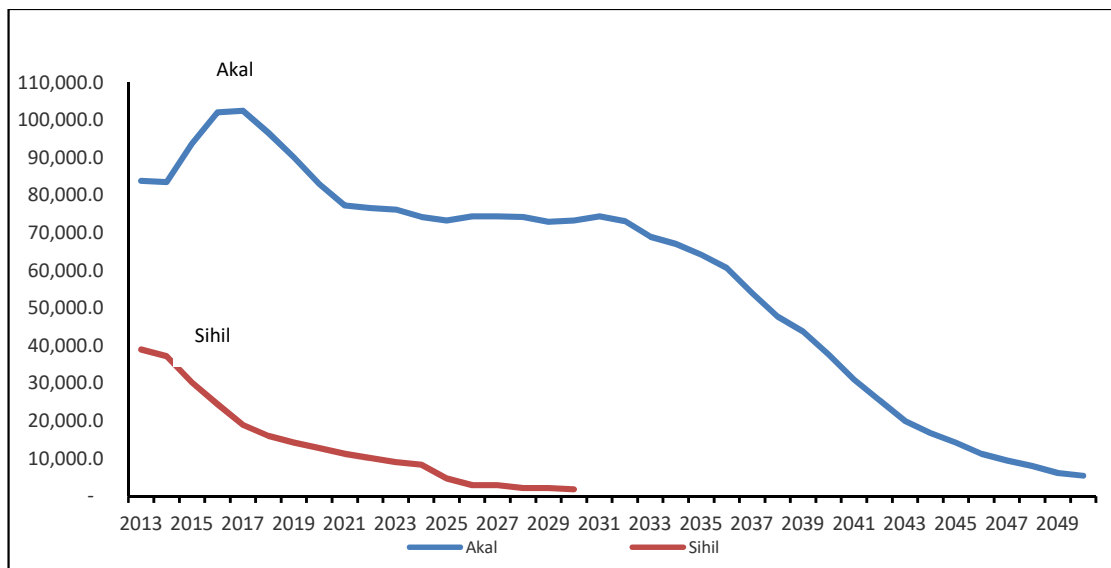
Perfiles de producción

La Coordinación del Grupo Multidisciplinario de Programación y Evaluación del Activo Integral de Producción Bloque AS01-01, antes Cantarell, proporcionó las “Proyecciones de producción de petróleo crudo y gas asociado para el periodo 2013-2050”, elaboradas en 2012.

Petróleo Crudo

Cada uno de los campos que conforman el Proyecto Cantarell, Akal, Sihil, Ixtoc, Kutz, Chac, Takin, Nohoch y Kambesah, presentan la proyección de producción de petróleo crudo siguiente:

PROYECCIONES DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO CRUDO DE LOS CAMPOS AKAL Y SIHIL DEL PROYECTO CANTARELL, 2013-2050
(Barriles)

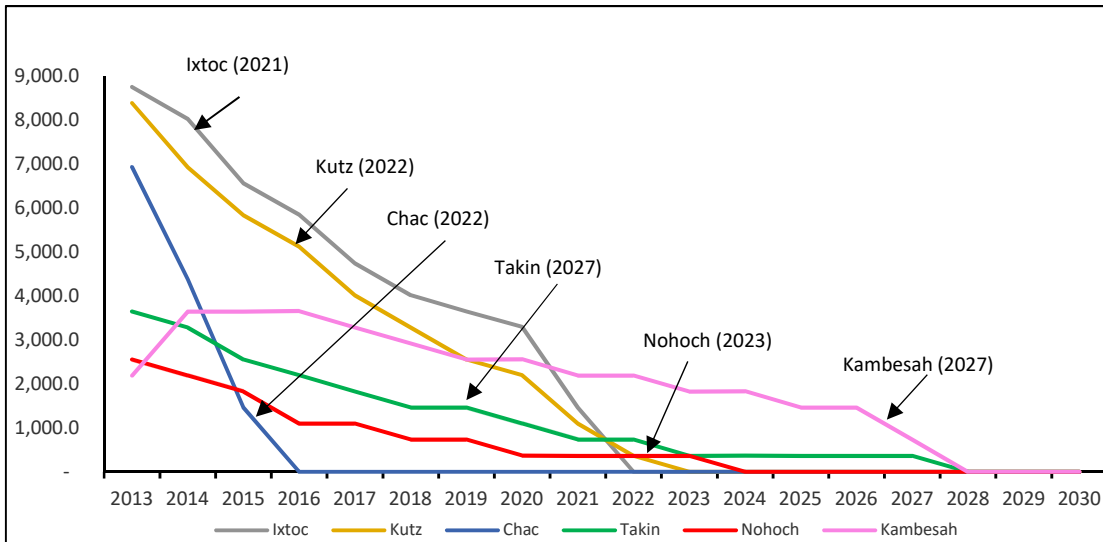


FUENTE: Información proporcionada por Pemex Exploración y Producción.

El campo Sihil dejará de producir a partir de 2030 y el campo Akal es el único que continuará produciendo petróleo crudo al 2050 con 5,475.0 Mb, el 24.5% en relación con los 22,377.4 Mb obtenidos en 2017.

PROYECCIONES DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO CRUDO DE LOS CAMPOS IXTOC, KUTZ, CHAC, TAKIN, NOHOCH Y KAMBESAH DEL PROYECTO CANTARELL, 2013-2030

(Barriles)



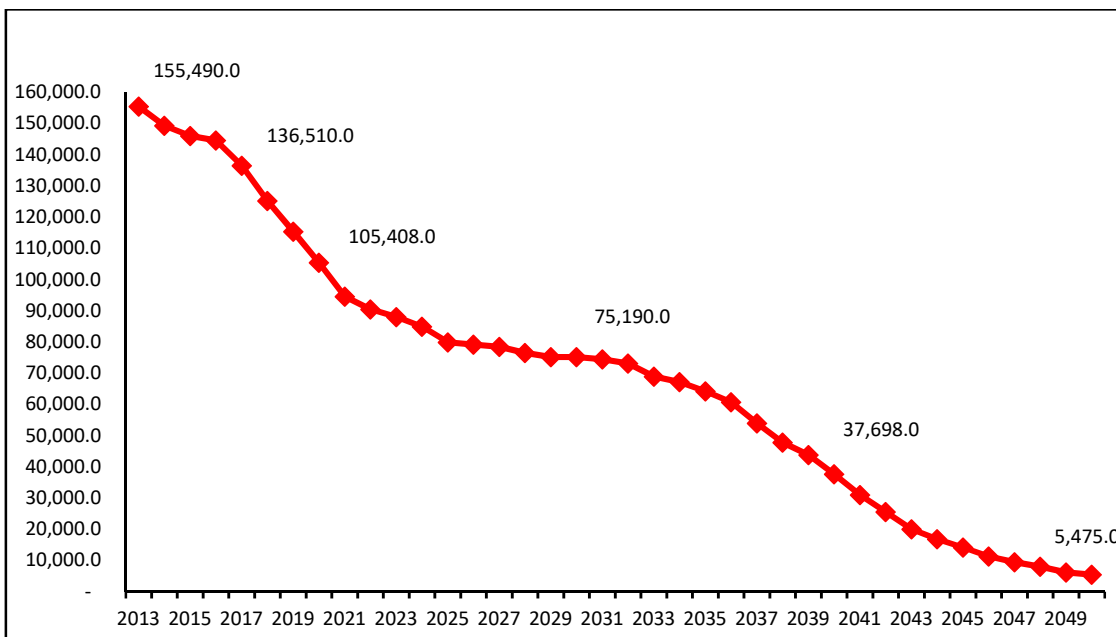
FUENTE: Información proporcionada por Pemex Exploración y Producción.

De los ocho campos con los que cuenta el Proyecto Cantarell a 2017, a partir de 2022 a 2030, dejarán de producir Ixtoc, Kutz, Chac, Takin, Nohoch y Kambesah.

La proyección de producción de petróleo crudo de los ocho campos del Proyecto Cantarell de 2013-2015 es la siguiente:

PROYECCIÓN DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO CRUDO DEL PROYECTO CANTARELL, 2013-2015

(Barriles)



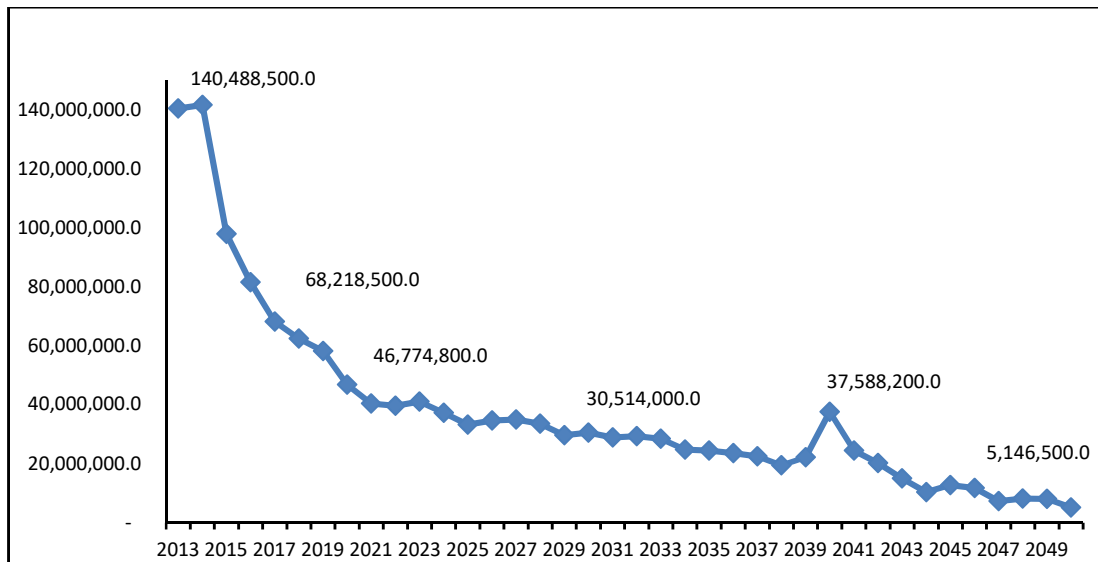
FUENTE: Información proporcionada por Pemex Exploración y Producción.

La declinación natural de los campos del Proyecto Cantarell continuará hasta alcanzar una producción estimada en 2050 de 5,475.0 Mb, que representa el 3.5% con respecto de los 155,490.0 Mb obtenidos en 2013 y el 4.0% de los 136,510.0 Mb de 2017.

Gas Asociado

Respecto del gas asociado, la proyección de la producción de los ocho campos que conforman el Proyecto Cantarell, es la siguiente:

PROYECCIÓN DE PRODUCCIÓN DE GAS ASOCIADO DEL PROYECTO CANTARELL, 2013-2015
(Miles de pies cúbicos)



FUENTE: Información proporcionada por Pemex Exploración y Producción.

De lo anterior, la producción estimada de gas asociado de Cantarell, actualmente Activo Integral de Producción Bloque AS01-01, pasó en 2013 de 140,488,500.0 Mpc, a 68,218,500.0 Mpc en 2017 (el 48.6% con respecto de 2013), y con una proyección a 2050 de 5,146,500.0 Mpc, que corresponde al campo Akal.

Al igual que para el petróleo crudo, de 2022 a 2030, siete de los ocho campos del Proyecto Cantarell dejarán de producir y el campo Akal es el único que continuará produciendo a 2050 con 5,146,500.0 Mpc.

En el apartado “Reto y Oportunidad de Pemex Exploración y Producción” del Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y sus organismos Subsidiarios 2017-2021, se establece que el reto es reemplazar la caída de la producción de Cantarell, así como estabilizar la producción de manera rentable, segura y sustentable.

Al respecto, la Gerencia de Integración y Optimización del Portafolio de Exploración y Producción informó que las subdirecciones de Producción cuentan con diferentes acciones para cumplir con la estrategia de “contener y revertir la declinación” del Proyecto Cantarell, entre otros, implantó un mecanismo de producción mediante el doble desplazamiento en su

campo principal Akal. La Subdirección de Producción Bloques Aguas Someras 02, antes Región Marina Suroeste, y la Subdirección de Producción Bloques Sur, antes Región Sur, tienen proyectado desarrollar nuevos descubrimientos, así como el desarrollo de los campos descubiertos en aguas profundas, además de continuar con la exploración para incorporar reservas y desarrollar campos en el futuro.

Inyección de Nitrógeno

Con base en los reportes de inyección de nitrógeno (N₂) y la producción de gas asociado reportada en los sistemas SNIP y SIIP, se verificó que en el Proyecto Cantarell se extrajeron 404,301,518.5 Mpc de gas, de los cuales 389,688,807.6 Mpc correspondieron al campo Akal. Además, en ese campo se inyectaron 226,917,770.0 Mpc de N₂, el 58.2% de gas extraído, y el 56.1% del total del Proyecto.

En 2017, el gas extraído del Proyecto Cantarell se utilizó para inyección en los campos del proyecto y como gas combustible.

En conclusión:

- En 2017, en los sistemas de información SNIP y SIIP se reportaron 52,727.2 Mb de petróleo crudo del Proyecto Cantarell, volumen inferior en 83,782.9 Mb de los 136,510.0 Mb de petróleo crudo estimado en el Análisis Costo Beneficio de 2012.
- Se obtuvieron 404,301,518.5 Mpc de gas asociado, volumen superior en 336,046,518.6 Mpc respecto de los 68,255,000.0 Mpc estimados en el Análisis Costo Beneficio de 2012.
- En 2017, la tasa de declinación de la producción del petróleo crudo del Proyecto Cantarell fue de -18.4%, la cual fue más pronunciada que la presentada en el ámbito nacional de -9.8%. La declinación se debió al incremento en la extracción de agua en lugar de hidrocarburos de los pozos, y a la falta de disponibilidad de recursos económicos y físicos para realizar intervenciones³ a los pozos, los cuales contribuyen a mantener la producción.
- Para la recuperación de crudo, PEP inyectó al campo Akal 226,917,770.0 Mpc de gas N₂, que representa el 56.1% de los 404,301,518.5 Mpc de gas extraído del Proyecto.

2. Ventas del Proyecto Cantarell

En 2017, Pemex Exploración y Producción (PEP) reportó 612,924,690.2 miles de pesos de las ventas de petróleo crudo de exportación e interempresas, así como gas asociado, como se muestra a continuación:

³ Procedimientos de mantenimiento que se realizan generalmente para mantener o mejorar la productividad del pozo, o para evaluar o monitorear el rendimiento del pozo o el yacimiento.

VENTAS DE PEP DE PETRÓLEO CRUDO Y GAS ASOCIADO, 2017
(Miles de pesos)

Concepto	Ventas	%
Petróleo crudo de exportación	239,064,230.4	39.0
Petróleo crudo interempresas	<u>287,643,872.7</u>	<u>46.9</u>
Subtotal petróleo crudo	526,708,103.1	85.9
Gas asociado	<u>86,216,587.1</u>	<u>14.1</u>
Total	612,924,690.2	100.0

FUENTE: Base de datos de ventas de exportación e interempresas de 2017.

El 85.9% del total de las ventas correspondieron al petróleo crudo de exportación e interempresas, y el 14.1% a la venta de gas asociado por 86,216,587.1 miles de pesos.

Conviene mencionar que la producción proveniente de los campos de los diferentes proyectos integrales de PEP, incluido el Proyecto Cantarell, se incorpora en los ductos de la red de transporte y distribución. Durante el trayecto se mezclan en diversas instalaciones para obtener las características contractuales para su venta, por lo que en el punto de venta se comercializa de manera conjunta la producción mezclada de varios proyectos, por lo cual, las ventas no se registran por proyecto integral.

Para la revisión, se seleccionó una muestra de 122,315,181.8 miles de pesos, de las ventas de petróleo crudo de exportación, interempresas y gas asociado, el 20%, como sigue:

MUESTRA DE VENTAS DE PETRÓLEO CRUDO Y GAS ASOCIADO DEL PROYECTO CANTARELL, 2017
(Miles de pesos)

Producto	Cliente	Punto de venta	Documentos ^{1/}	Importe
Crudo de exportación	P.M.I Comercio Internacional, S.A. de C.V.	Dos Bocas / Cayo Arcas	94	54,984,185.1
Crudo de interempresas	Pemex Transformación Industrial	Estación Nuevo Teapa-Palomas	104	60,189,632.0
Gas asociado	Pemex Transformación Industrial	Cd. Pemex / C.P.G. ^{2/} Nuevo Pemex / C.P.G. Cactus	140	<u>7,141,364.7</u>
Total				122,315,181.8

FUENTE: Base de datos de ventas interempresas y de exportación de Pemex Exploración y Producción de 2017.

^{1/} Facturas, notas de crédito y débito.

^{2/} Complejo Procesador de Gas.

Respecto de las ventas de exportación, se comprobó que los volúmenes de petróleo crudo registrados en el Bill of Lading⁴ (conocimiento de embarque), así como el tipo de petróleo y el precio aplicado, coincidieron con los presentados en las facturas de venta y en las bases de

⁴ El Bill of Lading es el documento que sirve para acreditar la recepción y entrega a bordo del barco del petróleo crudo en las condiciones de volumen y calidad establecidas en el contrato de compraventa.

datos mensuales generados por la Subdirección de Coordinación Operativa y Comercial de PEP.

De las ventas a interempresas, se cotejaron los volúmenes de petróleo crudo registrados en los reportes de entrega de gas con los registrados en las facturas; además, se revisaron los informes de laboratorio mediante los cuales se determina la calidad del petróleo crudo comercializado. Se comprobó que el petróleo entregado por PEP cumplió con las condiciones establecidas en la cláusula 7 “Calidad” del contrato de compraventa de petróleo crudo celebrado entre PEP y Pemex Refinación (PREF), así como en el Anexo E “Términos y Condiciones de calidad de los diferentes tipos de petróleo crudo por ductos y por buquetanques”, del tercer convenio modificatorio celebrado entre PEP y Pemex Transformación Industrial (PTRI) el 15 de enero de 2016.

En cuanto a las ventas de gas asociado, se cotejaron los “reportes de promedios para facturación” del aseguramiento de calidad con lo facturado, de conformidad con el anexo “B” del contrato de compraventa de gas celebrado entre PEP y Pemex Gas y Petroquímica Básica del 1 de enero de 2009. Se constató que los volúmenes registrados en los reportes de entrega-recepción por punto de venta coincidieron con los registrados en las facturas y las bases de datos de venta de gas natural de PEP.

Se comprobó que las notas de crédito y débito se emitieron por ajustes de calidad del petróleo crudo y gas asociado entregado al cliente, así como por desbalances volumétricos, de acuerdo con los contratos de compraventa celebrados por Pemex Exploración y Producción y Pemex Transformación Industrial y P.M.I. Comercio Internacional. S.A. de C.V.

Se comprobó que las facturas, notas de crédito y de débito cumplieron con los requisitos previstos en los artículos 29 y 29-A del Código Fiscal de la Federación y se registraron en el sistema interno del Servicio de Administración Tributaria.

Registro contable

En 2017, PEP registró 612,924,690.2 miles de pesos de ventas de petróleo crudo de exportación, así como de interempresas y de gas asociado en las diferentes cuentas contables en el sistema SAP, de conformidad con el Catálogo de Cuentas y la Guía Contabilizadora de la Gerencia de Contabilidad Central de Petróleos Mexicanos.

De los 122,315,181.8 miles de pesos de la muestra, se comprobó que se registraron 54,984,185.1 miles de pesos de ventas de exportación.

Respecto de las ventas interempresas, se registraron 67,330,996.7 miles de pesos en la cuenta intercompañías, de los cuales 58,043,962.6 miles de pesos en la cuenta ventas en el país, y 9,287,034.1 miles de pesos en la cuenta del Impuesto al Valor Agregado.

En conclusión, PEP reportó 612,924,690.2 miles de pesos de las ventas de petróleo crudo y gas asociado. De la revisión de 122,315,181.8 miles de pesos, se comprobó que los volúmenes registrados en el Bill of Lading y en los comprobantes de entrega-recepción, así como el precio consignado en las facturas de venta coincidieron con los autorizados y reportados en las bases de datos mensuales; además se registraron en las cuentas establecidas en el Catálogo de cuentas y la Guía Contabilizadora. Es conveniente mencionar que en el resultado número 4,

se comenta sobre el mantenimiento y calibración de los equipos de medición de petróleo crudo y gas natural.

3. Manejo de la producción y equipos de medición

Pemex Exploración y Producción cuenta con cinco centros de procesos: Akal-L, Nohoch-A, Akal-G, Akal-C y Akal-B, mediante los cuales se extrae y maneja la producción de petróleo crudo y gas natural de los campos del Proyecto Cantarell.

A fin de verificar la operación y funcionamiento de los equipos de medición de petróleo crudo y gas natural, se seleccionaron los Centros de Procesos Nohoch-A y Akal-G, debido al volumen de hidrocarburos extraídos, así como el Centro de Procesos Akal-C por la importancia en el manejo de la producción de petróleo crudo y gas natural.

Centro de Procesos Nohoch-A

El Centro de Procesos Nohoch-A está conformado por una plataforma de producción, una de perforación, una de compresión, una de excompresión, una plataforma de enlace y dos plataformas habitacionales.

En este centro se maneja la producción de petróleo crudo y gas natural proveniente de las plataformas satélites Akal-H, Akal-R, Akal-S, Chac-A, Nohoch-B, Nohoch-C y Takin-A.

La producción de petróleo crudo de las plataformas satélites que recibe la plataforma de enlace se envía al sistema de separación de la plataforma de producción, donde se separa el petróleo crudo del gas natural y se bombea al Centro de Procesos Akal-C.

En la visita de inspección realizada el 22 de mayo de 2018, se constató que para cuantificar la producción de petróleo crudo que se envía al Centro de Procesos Akal-C, se tiene instalado un sistema de medición conformado por tres trenes de medición⁵, de los cuales uno es de producción másico tipo coriolis, otro de producción tipo ultrasónico, y el último es maestro ultrasónico del tipo tiempo de tránsito, como se muestra a continuación:

SISTEMA DE MEDICIÓN



FUENTE: Visita de inspección.

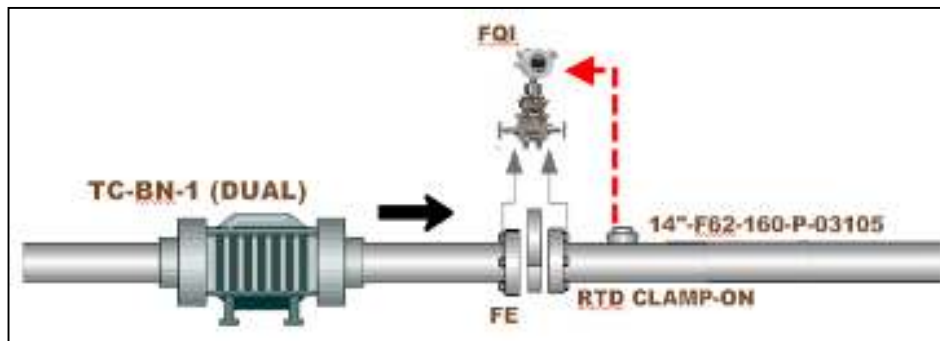
⁵ Tren de medición: Conjunto de instrumentos de medición y otros equipos ensamblados para ejecutar mediciones específicas, y que sirven de base para transacción comercial, industrial o de servicios

Se comprobó que los equipos de medición de flujo tipo ultrasónicos y coriolis, así como su instrumentación (transmisores indicadores de temperatura y presión) cumplieron con los numerales 9 “Instalación” y 12.3 “Operación de los sistemas de medición” del Manual del Petróleo, Estándar de Medidas, Capítulo 5 “Medición”, Sección 8 “medición de hidrocarburos líquidos con medidores ultrasónicos usando tecnología de tiempo transitorio”, y el numeral 8.2.2.1.6 “Diseño Mecánico” de la Norma de Referencia NRF-240-PEMEX-2009 “Medición Ultrasónica para Hidrocarburos Fase Líquida”.

El gas natural proveniente del sistema de separación se envía a la plataforma de enlace, donde se incorpora el gas proveniente de las plataformas Akal-R y Akal-S para comprimirlo por medio de seis turbocompresores e inyectarlo al yacimiento, el gas excedente que no se puede manejar en este centro de procesos se envía al Centro de Procesos Akal-G para comprimirlo e inyectarlo a los yacimientos.

La cuantificación del gas que se reinyecta al yacimiento se realiza en la descarga del turbocompresor en la plataforma de enlace mediante un medidor tipo placa de orificio, o en el patín de reinyección a yacimiento en la plataforma de perforación mediante un medidor tipo V-Cone. En ambos casos, la visualización del volumen de gas medido es local con el uso de computadores de flujo con sensor multivariable.

DIAGRAMA DEL SISTEMA DE MEDICIÓN TIPO PLACA DE ORIFICIO



FUENTE: Información proporcionada por Pemex Exploración y Producción.

TC-BN: Turbo compresor.

FE: Elemento de flujo (placa de orificio o V-Cone).

FQI: Indicador de calidad de flujo.

RTD: Indicador de temperatura.

Se comprobó que los equipos de medición de placa de orificio y tipo V-Cone, así como su instrumentación (transmisores indicadores de temperatura y presión) cumplieron con las especificaciones establecidas en los numerales 2.4 “Especificaciones de la placa de orificio”, 2.5 “Especificaciones del tubo medidor” y 2.6 “Requerimientos de instalación” del Manual del Petróleo, Estándar de Medidas, Capítulo 14 “Medición de Fluidos del Gas Natural”, Sección 3 “Placas de orificio”.

Centro de Procesos Akal-G

El Centro de Procesos Akal-G se encuentra conformado por dos plataformas de perforación, una plataforma de producción y dos plataformas de compresión de alta presión.

En este centro de procesos se inyecta gas proveniente del Centro de Procesos Nohoch-A y que es usado como gas de bombeo neumático al yacimiento para mantener la presión y ayudar a la producción de petróleo crudo.

En la plataforma AKAL-G1, que forma parte del Centro de Procesos Akal-G, se encuentran instalados tres turbocompresores para inyección de gas a yacimiento, cada uno en su línea de descarga individual cuenta con un medidor de placa de orificio con un computador de flujo SC2000.

El gas comprimido por cada turbocompresor se envía mediante un cabezal general a los pozos inyectoros C-86, C-64 y C-2098 de la plataforma AK-GP y, al pozo C-24D en la plataforma AK-GR. Se constató que cada pozo de inyección cuenta con un sistema de medición constituido por un medidor tipo V-CONE y un computador de flujo DYNAMIC, como se muestra a continuación:

EQUIPOS DE MEDICIÓN EN POZOS INYECTORES DEL CENTRO DE PROCESOS AKAL-G DEL PROYECTO CANTARELL, 2017



FUENTE: Visita de inspección.

Se comprobó que los equipos de medición del gas de bombeo neumático que se inyecta al yacimiento cumplieron con las especificaciones establecidas en los numerales 2.4 “Especificaciones de la placa de orificio”, 2.5 “Especificaciones del tubo medidor” y 2.6 “Requerimientos de instalación” del Manual del Petróleo, Estándar de Medidas, Capítulo 14 “Medición de Fluidos del Gas Natural”, Sección 3 “Placas de orificio”.

Centro de Procesos Akal-C

En el Centro de Procesos Akal-C se procesa el petróleo crudo y gas amargo estabilizado por medio de un proceso continuo de separación de hidrocarburos en fase líquida y gaseosa, bombeo mecánico y compresión de gas, con la finalidad de acondicionarlos y enviarlos para su disposición final. En el caso del petróleo crudo, se envía a los tanques de almacenamiento de crudo en la Terminal Marítima Dos Bocas.

El Centro de Procesos Akal-C recibe la mezcla de hidrocarburos tipo “Maya” proveniente de las plataformas satélites Akal-I, Akal-D, SH-A, del Centro de Procesos Akal-G, y la mezcla de hidrocarburo tipo “Istmo”, así como el crudo extra pesado de las plataformas Ixtoc-A, EK-A, EK-TA, EK-TB, Balam-TA, Balam-TB, Balam-TC, BalamTD y Balam-TE. Estos hidrocarburos se someten a dos etapas de separación de crudo y gas. El crudo tipo “Maya” es enviado a la Terminal Marítima Dos Bocas, vía rebombeo. Para su cuantificación, se tienen instalados dos sistemas de medición: uno en la plataforma Akal-C1 y otro en la plataforma Akal-C3.

El sistema instalado en Akal-C1 consta de tres trenes de medición, de los cuales, dos son de producción (uno ultrasónico y otro másico tipo Coriolis) y uno es maestro ultrasónico; cuenta con transmisores de presión y de temperatura uno por cada tren, dos medidores de corte de agua OWD⁶ y un densímetro⁷, como se muestra a continuación:

SISTEMA DE MEDICIÓN DEL CENTRO DE PROCESOS AKAL-C1
DEL PROYECTO CANTARELL, 2017



FUENTE: Visita de inspección

El sistema de medición instalado en Akal-C3 consta de dos trenes de medición, un tren de producción tipo ultrasónico y un tren maestro ultrasónico; cada tren cuenta con un transmisor de presión y de temperatura, así como dos medidores de corte de agua OWD y un densímetro, como se muestra a continuación:

⁶ Medidor de corte de agua OWD: Instrumento que se utiliza para determinar el porcentaje de agua presente en los hidrocarburos.

⁷ Densímetro: Instrumento para medir la densidad de un líquido, que a su vez se utiliza para determinar los grados API (Instituto Americano del Petróleo) del petróleo crudo.

SISTEMA DE MEDICIÓN DEL CENTRO DE PROCESOS AKAL-C3
DEL PROYECTO CANTARELL, 2017



FUENTE: Visita de inspección.

Se comprobó que los equipos de medición de flujo tipo ultrasónicos y coriolis, instalados en las plataformas Akal-C1 y Akal-C3, así como su instrumentación (transmisores indicadores de temperatura y presión), cumplieron los numerales 9 “Instalación” y 12.3 “Operación de los sistemas de medición” del Manual del Petróleo, Estándar de Medidas, Capítulo 5 “Medición”, Sección 8 “Medición de hidrocarburos líquidos con medidores ultrasónicos usando tecnología de tiempo transitorio”, así como el 8.2.2.1.6 “Diseño Mecánico” de la Norma de Referencia NRF-240-PEMEX-2009 “Medición Ultrasónica para Hidrocarburos Fase Líquida”.

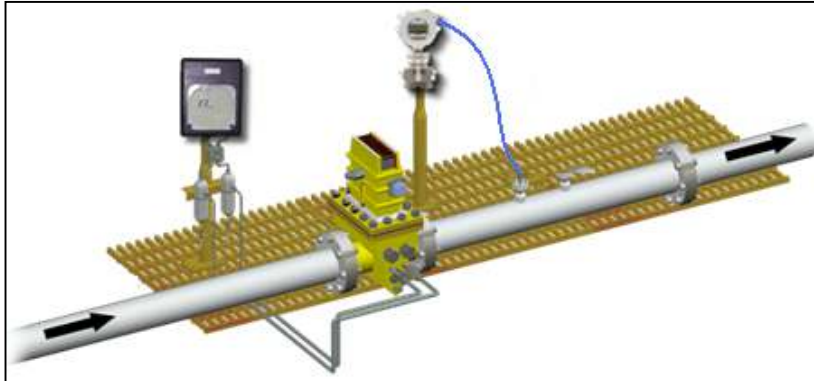
En relación con el gas natural proveniente de las etapas de separación, las plataformas satélites y otros centros de proceso, se realiza una segregación de corrientes y se envía a las plantas petroquímicas o bien, a las plantas de inyección de gas a alta presión en yacimientos, para efectos de recuperación secundaria.

El gas con bajo porcentaje de nitrógeno es procesado y enviado vía el Centro de Procesos Nohoch-A a la Estación de Recompresión de Atasta para su posterior envío a los complejos procesadores de gas de Pemex Transformación Industrial. El gas con alto porcentaje de nitrógeno se envía a la plataforma de perforación o a las plataformas Ak-E y Ak-KL para su inyección al yacimiento.

Para cuantificar el gas inyectado a yacimiento en las tres plataformas se utilizan medidores de placa de orificio⁸, como se muestra a continuación:

⁸ Placa de orificio: Instrumento que provoca caídas de presión en el gasoducto y a partir de estas presiones, se efectúa el cálculo del volumen de gas.

DIAGRAMA DEL SISTEMA DE MEDICIÓN DE INYECCIÓN DE GAS.



FUENTE: Información proporcionada por Pemex Exploración y Producción.

Se verificó que los equipos de medición del gas que se inyecta al yacimiento cumplieron con las especificaciones establecidas en los numerales 2.4 “Especificaciones de la placa de orificio”, 2.5 “especificaciones del tubo medidor” y 2.6 “Requerimientos de instalación” del Manual del Petróleo, Estándar de Medidas, Capítulo 14 “Medición de Fluidos del Gas Natural”, Sección 3 “Placas de orificio”.

En conclusión, los equipos de medición de petróleo crudo y gas natural y amargo instalados en los centros de procesos Nohoch-A, Akal-G y Akal-C cumplieron en su operación y funcionamiento, en cuanto a su diseño mecánico; instalación; operación de los sistemas de medición; medición de hidrocarburos líquidos con medidores ultrasónicos usando tecnología de tiempo transitorio, y medición de fluidos del gas natural, en cumplimiento del Manual del Petróleo y de la Norma de Referencia NRF-240-PEMEX-2009.

4. Mantenimiento y Calibración de los Equipos

Mantenimiento

En 2017, el Activo Integral de Producción Bloque AS01-01, adscrito a la Subdirección de Producción Bloques Aguas Someras AS01 de Pemex Exploración y Producción, contó con el Plan Estratégico de Medición Activo Cantarell para dar mantenimiento a los equipos de medición de petróleo crudo y gas natural de los centros de proceso, elaborado por la Superintendencia del Grupo Multidisciplinario de Acondicionamiento y Medición de Fluidos, y autorizado por el Administrador del Activo Integral de Producción Bloque AS01-01, antes Cantarell.

Se revisó la documentación soporte del cumplimiento del Plan Estratégico de Medición Activo Cantarell; se comprobó que se realizaron las pruebas de repetibilidad de los medidores de trabajo en los puntos de medición referencial y la verificación de los medidores de corte de agua en línea para el aceite; sin embargo, no se realizaron las auditorías o los diagnósticos a los sistemas de medición referencial para el aceite crudo y gas húmedo amargo; como tampoco el mantenimiento a los sistemas de medición referencial para el aceite crudo, gas húmedo amargo y gas a quemador; integración de la infraestructura de los sistemas de medición en tiempo real, ni los cursos de capacitación de medición.

Calibración a los equipos de petróleo crudo y gas natural

El artículo 7 “De la Gestión y Gerencia de Medición”, de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos, emitidos por la Comisión Nacional de Hidrocarburos, establece que *“los Instrumentos y patrones de medida deberán estar calibrados y la frecuencia de dicha calibración será en función de las especificaciones del fabricante, el proceso, la normativa y estándares referidos en el Anexo II de los presentes Lineamientos”*.

Los lineamientos citados, no establecen una frecuencia fija para hacer las calibraciones de los equipos de medición, ya que depende de las especificaciones del fabricante y del mismo proceso de producción de hidrocarburos.

Se comprobó que, en 2017, no se calibraron ni certificaron los equipos de medición de petróleo crudo y gas natural instalados en los centros de proceso del Activo Integral de Producción Bloque AS01-01, antes Cantarell, por lo cual se carece de los certificados de calibración respectivos.

Los grupos multidisciplinarios de acondicionamiento y medición de fluidos, y de operación de pozos e instalaciones del Activo Integral de Producción Bloque AS01-01, antes Cantarell, informaron que dicha situación se debió a que la Subdirección de Producción Bloques Aguas Someras no contó con un contrato vigente con una empresa acreditada por la Entidad Mexicana de Acreditación, A.C., para calibrar y certificar los equipos de medición de petróleo crudo, gas a quemador y gas de proceso, la última se efectuó en 2015.

Al respecto, la Subdirección de Producción Bloques Aguas Someras AS01, antes Región Marina Noreste, informó que el 17 de enero de 2017 solicitó a la Subgerencia de Contratación Regiones Marinas dependiente de la Coordinación de Procura y Abastecimiento para Exploración y Producción de Petróleos Mexicanos la contratación del “Servicio de Calibración y Certificación de los Sistemas de Medición de gas y aceite crudo de los Centros de Proceso Marinos e Instalaciones Terrestres”, ya que contaba con la inversión aprobada por el Grupo Directivo. A diciembre de 2017, se encontraba en proceso la contratación del servicio por parte de la Subgerencia de Contratación citada.

El 17 de mayo de 2018, la Administración del Activo Integral de Producción Bloque AS01-01 solicitó a la Subgerencia de Contratación Regiones Marinas, mediante el oficio núm. PEP-DG-SPBASAS01-AAIPBAS01-01-937-2018, le informara el estatus que guarda la iniciativa de contratación.

Conviene mencionar que los certificados de calibración son emitidos por una empresa acreditada ante la Entidad Mexicana de Acreditación, A.C., y los resultados se reflejan en el certificado de calibración, de acuerdo al artículo 27 de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización.

Calibración a equipos de medición de gas húmedo amargo y gas a quemador

La Superintendencia de Medición de Fluidos del Activo Integral de Producción Bloque AS01-01, antes Cantarell, informó que para contar con la calibración y certificación de los equipos de medición de gas, el 14 de marzo de 2017, la administración de ese activo solicitó a la Administración del Activo Integral de Producción Bloque AS01-02, antes Activo de Producción Ku-Maloob-Zaap, la adhesión al contrato núm. 428814837, cuyo objeto es el “Servicio de

diagnóstico, mantenimiento, rehabilitación y calibración de los sistemas de medición de gas a quemador y gas de proceso”, que incluye el suministro y la instalación de refacciones y servicio especializado para la confiabilidad en la medición de los centros de proceso del Activo de Producción Ku-Maloob-Zaap”. A diciembre de 2017, no se concretó la adhesión al contrato núm. 428814837, para la calibración y certificación de los equipos de medición de gas húmedo amargo y gas a quemador de los centros de procesos del Activo Integral de Producción Bloque AS01-01, antes Cantarell.

Por otra parte, el artículo 31, fracciones I y V, del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), establece la facultad de la Dirección General de Medición de dar seguimiento y verificar el cumplimiento de las obligaciones de los asignatarios y contratistas en materia de medición de hidrocarburos, así como proponer los indicadores de referencia para evaluar la eficiencia de los sistemas de medición de procesos, equipos, sistemas y personal de asignatarios y contratistas.

El artículo 55 “De la Supervisión⁹” de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos establece que la CNH supervisará el cumplimiento de los lineamientos y de los mecanismos de medición mediante acciones de supervisión, auditorías y revisión de los resultados de los diagnósticos que realice el operador petrolero.

Al respecto, la CNH informó que realizó supervisión de gabinete, de campo, análisis de información de producción, reportes y documentación, así como la verificación del cumplimiento de los mecanismos de medición, con base en la información proporcionada por la Dirección General de Medición dependiente del Activo Integral de Producción Bloque AS01-01, antes Cantarell, con lo cual, dio cumplimiento a los lineamientos citados.

En el transcurso de la auditoría, y con motivo de la intervención de la Auditoría Superior de la Federación, el 21 de enero de 2019, la Gerencia de Enlace con Instancias Revisoras de la Auditoría Interna de PEMEX proporcionó los certificados de calibración de los equipos de medición maestros de petróleo, instalados en las plataformas Akal-C1, Akal-B1, Akal-C3, Akal-L1 y NH-A1, del Activo Integral de Producción Bloque AS01-01, los cuales se calibraron y certificaron en noviembre de 2018. Asimismo, la gerencia citada informó que se está trabajando la iniciativa núm. 61281, denominada “Servicio de calibración”, de ese activo de producción, la cual se calendarizó en el Programa Anual de Contrataciones (PAC2019), y está catalogada como prioridad 1, ya que está ligada directamente a las actividades sustantivas de la operación de los pozos y la producción de hidrocarburos. La fecha estimada para el inicio de los servicios es el 01 de julio de 2019 de acuerdo con el calendario de la cartera presupuestal. Con ello, el Activo Integral de Producción Bloque AS01-01 contará con una empresa certificada para calibrar y certificar los equipos de medición de petróleo y gas.

Respecto de la observación relativa a la realización, en forma parcial, de las auditorías o los diagnósticos a los sistemas de medición referencial para el aceite crudo, gas húmedo amargo y gas a quemador, con el oficio núm. CA/COMAUD/AI/GEIR/0021/2019 del 8 de enero de 2019, la Gerencia de Enlace con Instancias Revisoras de la Auditoría Interna de PEMEX,

⁹ Supervisión: Verificación del cumplimiento de los presentes Lineamientos mediante avisos, requerimientos de reportes e informes o la realización de audiencias, comparecencias, visitas, inspecciones o Auditorías que resulten aplicables (artículo 3, de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos).

proporcionó la respuesta del Activo Integral de Producción Bloque AS01-01, mediante la cual presentó el diagnóstico metrológico de los sistemas de medición de crudo en las instalaciones del activo de producción Cantarell de 2014 y 2015, así como las evaluaciones de los sistemas de medición de petróleo en las plataformas Akal B1, C1, L1 y H1 de 2018. Además, la gerencia citada informó que para 2019, se tiene programado el diagnóstico de los sistemas de medición referencial para el aceite crudo y gas húmedo amargo (no incluyó evidencia de la programación).

Lo anterior solventa parcialmente la observación, ya que el Activo Integral de Producción Bloque AS01-01 de PEP no proporcionó la evidencia de las evaluaciones de los sistemas de medición de gas húmedo amargo y gas a quemador de las plataformas.

En cuanto a la Integración de la infraestructura de los sistemas de medición en tiempo real, con el oficio núm. CA/COMAUD/AI/GEIR/0021/2019 del 8 de enero de 2019, el Activo Integral de Producción Bloque AS01-01 proporcionó una presentación de diciembre de 2018, sobre la integración de señales en los sistemas de medición en tiempo real.

Lo anterior no solventa la observación, ya que el Activo Integral de Producción Bloque AS01-01 de PEP no proporcionó la evidencia de la integración de los sistemas de medición de petróleo y gas en tiempo real.

Finalmente, respecto de la capacitación del personal operativo con cursos de medición, con el mismo oficio, el Activo Integral de Producción Bloque AS01-01 proporcionó las constancias de capacitación para dos profesionistas de PEP, expedidas por el Centro Nacional de Metrología (CENAM) en 2015, y las evaluaciones de competencias técnicas de 2018, para dos profesionistas de la Coordinación del Grupo Multidisciplinario de Operación de pozos e Instalaciones de (CGMOPI), encargados de los sistemas de medición de flujo. Además, se informó que para 2019, se tiene planeado capacitar a seis personas de la CGMOPI, relacionadas con el proceso de medición de flujo (no incluyó evidencia de la programación).

Lo informado por el Activo Integral de Producción Bloque AS01-01 solventa parcialmente la observación, ya que no comprobó que, en 2019, se programó la capacitación de más personal relacionado con el proceso de medición de flujo.

En conclusión:

- El Activo Integral de Producción Bloque AS01-01, antes Cantarell, incumplió con el Plan Estratégico de Medición Activo Cantarell para el mantenimiento de los equipos de medición, ya que realizó en forma parcial las actividades de auditorías o los diagnósticos a los sistemas de medición referencial para el aceite crudo, gas húmedo amargo y gas a quemador; además de que omitió la integración de la infraestructura de los sistemas de medición en tiempo real y los cursos de capacitación de medición.

En enero de 2017, el Activo Integral de Producción Bloque AS01-01, antes Cantarell, solicitó la contratación del servicio de calibración y certificación de los sistemas de medición de gas y aceite crudo a la Subgerencia de Contratación Regiones Marinas de Petróleos Mexicanos, a diciembre de 2017, se encontraba en proceso la contratación, y el 17 de mayo de 2018 se solicitó que se informara el estatus que guarda la iniciativa de contratación.

De igual manera, los equipos de medición de gas de proceso y de gas a quemador de los Centros de Proceso del Activo Integral de Producción Bloque AS01-01, antes Cantarell, tampoco fueron calibrados ni certificados por no contar con un contrato vigente con una empresa acreditada, dicho Activo, el 14 de marzo de 2017, solicitó al Activo Integral de Producción Bloque AS01-02, antes Activo Integral Ku-Maloob-Zaap, la adhesión al contrato núm. 428814837, para el servicio de calibración y certificación. A diciembre de 2017, no se concretó la adhesión a dicho contrato.

2017-6-90T9G-15-0485-01-001 **Recomendación**

Para que Pemex Exploración y Producción realice las actividades establecidas en los planes estratégicos de medición del Activo Cantarell, actualmente Activo Integral de Producción Bloque AS01-01, para el mantenimiento de los equipos de medición, como auditorías o diagnósticos a los sistemas de medición referencial para el aceite crudo, gas húmedo amargo y gas a quemador; la calibración a los sistemas de medición referencial para el aceite crudo y gas húmedo amargo; la integración de la infraestructura de los sistemas de medición en tiempo real, y la capacitación al personal operativo con cursos de medición, a fin de que se garantice el buen funcionamiento de los equipos de medición.

5. **Gastos de operación**

De la base de datos de los gastos de operación de Pemex Exploración y Producción (PEP), por 10,207,064.4 miles de pesos, se seleccionaron 131 facturas por 1,777,718.6 miles de pesos, correspondientes al Proyecto Cantarell.

Las 131 facturas correspondieron a los ocho campos del Proyecto Cantarell, como se muestra a continuación:

GASTOS DE OPERACIÓN DEL PROYECTO CANTARELL, 2017
(Miles de pesos)

Campo	Importe		Facturas	Porcentaje
	Gastos	Muestra		
Akal	6,206,771.5	843,361.0	31	13.6
Chac	385,727.1	155,028.5	23	40.2
Ixtoc	757,010.2	141,359.2	10	18.7
Kambesah	1,154,188.0	121,656.5	8	10.5
Kutz	61,265.4	22,580.8	7	36.9
Nohoch	204,246.4	-103,006.3 ^{1/}	14	-50.4
Sihil	1,060,456.4	465,575.7	16	43.9
Takin	<u>377,399.4</u>	<u>131,163.2</u>	<u>2</u>	<u>34.8</u>
Total	10,207,064.4	1,777,718.6	131	17.4

FUENTE: Información proporcionada por Pemex Exploración y Producción.

1/Se seleccionaron importes negativos.

Se analizó la documentación soporte de las facturas, que incluyó los números de contrato, del folio fiscal el documento System Applications Products (SAP); la fecha de pago programada y la real; la Codificación de Pagos y Descuentos (COPADE), así como los expedientes electrónicos, las pólizas contables y los estados de cuenta de los pagos. Con la revisión, se

constató que cada gasto estuvo asociado con un contrato; además, los 131 registros contaron con la firma de autorización electrónica de los pagos y descuentos aplicables a los bienes y servicios adquiridos y recibidos, en cumplimiento del apartado tercero “Definiciones y Conceptos Generales”, inciso I “Disposiciones Generales”, de los “Lineamientos Generales de Tesorería para Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias”. Además, se comprobó que el gasto se registró en las cuentas establecidas en el “Manual de Contabilidad y la Guía Contabilizadora”.

Se comprobó que las 131 facturas revisadas cumplieron con los requisitos fiscales previstos en los artículos 29 y 29-A del Código Fiscal de la Federación. Además, se verificó la autenticidad de comprobantes fiscales digitales en la página del Servicio de Administración Tributaria (SAT). Se constató que el número de folio fue el autorizado al emisor. El certificado que amparó el sello digital estaba vigente y coincidió con los registros y controles del SAT.

Los gastos correspondieron a arrendamiento, fletes, gastos varios, investigación y estudios por contrato, materiales y modificación, reacondicionamiento y mantenimiento por contrato, se pagaron en 2017.

En relación con los 103,006.3 miles de pesos registrados en la base de datos en negativo, la Dirección Corporativa de Finanzas de PEP informó que correspondieron a notas de crédito por descuento sobre compras y, proporcionó las pantallas SAP de los registros de las pólizas, en las cuales se comprobó que el importe coincidió con el registrado en la base de datos.

De acuerdo con el apartado IV, Situación con Proyecto “Inversión y Gasto de Operación”, del Análisis Costo-Beneficio del Proyecto Cantarell de octubre de 2012, emitido por PEP, en 2017, se ejercerían 17,691,000.0 miles de pesos de gastos de operación, pero de acuerdo con la base de datos de costos y gastos, proporcionada por la Dirección Corporativa de Finanzas, en ese año se ejercieron 10,207,064.4 miles de pesos, monto inferior en 7,483,935.6 miles de pesos, el 57.7% de lo estimado.

En conclusión, se comprobó que las 131 facturas de los gastos de operación revisadas del Proyecto Cantarell, por 1,777,718.6 miles de pesos, contaron con la documentación soporte de su pago, el cual se realizó en 2017; su registro se efectuó en las cuentas establecidas en el Manual de Contabilidad; además, se comprobó que en 2017 se ejercieron 10,207,064.4 miles de pesos, monto inferior en 7,483,935.5 miles de pesos, el 57.7% respecto de lo estimado en el “Análisis Costo-Beneficio del Proyecto Cantarell” de 2012.

6. Inversiones del Proyecto Cantarell

Se verificaron las inversiones realizadas en 2017, por la Subdirección de Producción Bloques Aguas Someras 01 (SPBAS 01), incluidas en su programa de inversión de ese año en flujo de efectivo por 13,519,000.0 miles de pesos, de los conceptos siguientes:

PROGRAMA DE INVERSIONES DEL PROYECTO CANTARELL, 2017

(Miles de pesos)

Concepto	Presupuesto ejercido	Concepto	Presupuesto ejercido
Conservación de pozos	4,534,000.0	Instalaciones de producción	14,000.0
Mantenimiento de instalaciones de producción	3,083,000.0	Mantenimiento de protección ambiental	14,000.0
Ductos	396,000.0	Mantenimiento de infraestructura de equipos de perforación	7,000.0
Modernización y optimización de infraestructura	804,000.0	Mantenimiento de infraestructura de servicios generales	58,000.0
Mantenimiento de estructuras marinas	487,000.0	Seguridad industrial estratégica	2,000.0
Desarrollo tecnológico de explotación	742,000.0	Gestión de mantenimiento	1,000.0
Abandono de campos	218,000.0	Capacitación y actualización	1,000.0
Siniestros en estructuras marinas	145,000.0	Protección ecológica	42,000.0
Intervenciones mayores a pozos	176,000.0	Desarrollo de campos	164,000.0
Gestión de activos	1,859,000.0	Mantenimiento de seguridad industrial	237,000.0
Seguridad industrial	81,000.0	Mantenimiento de ductos	116,000.0
Estructuras marinas	37,000.0	Modernización, modificación y sustitución de instalaciones de producción	253,000.0
Mantenimiento de sistemas de medición y control	33,000.0		
Modernización, modificación y sustitución de estructuras marinas	15,000.0		
Total devengado			13,519,000.0

FUENTE: Información proporcionada por Pemex Exploración y Producción con el oficio núm. CA/COMAUD/AI/GEIR/0242/2018 del 14 de junio de 2018.

En el apartado “Detalles de Programas y Proyectos de Inversión”, de la Cuenta Pública 2017, se reportaron 16,799,500.7 miles de pesos de inversiones realizadas con base en el flujo de efectivo para el Proyecto Cantarell, monto que coincidió con el registrado en la base de datos proporcionada por el área de Programación y Evaluación de PEP, referente a las inversiones del proyecto. La diferencia de 3,280,500.7 miles de pesos respecto de los 13,519,000.0 miles de pesos, correspondió a los recursos que el Activo Integral de Producción Bloque AS01-01, antes Activo Cantarell, consideró para otros programas presupuestales de PEP, y no sólo para el Proyecto Cantarell.

Del programa de inversiones, se seleccionaron los programas “Conservación de pozos”, por 4,534,000.0 miles de pesos “Mantenimiento de instalaciones de producción” 3,083,000.0 miles de pesos y “Gestión de Activos” 1,859,000.0 miles de pesos, que suman 9,476,000.0 miles de pesos, de los cuales la Subdirección de Producción Bloques Aguas Someras 01 proporcionó una base de datos de las inversiones de 2017, con los programas presupuestales y su descripción.

De los 9,476,000.0 miles de pesos se revisaron 17 programas presupuestales de conservación de pozos, 17 de mantenimiento de instalaciones de producción, y 18 de gestión de activos

por un total de 8,067,544.2 miles de pesos que representa el 59.7% del monto invertido por 13,519,000.0 miles de pesos.

De los 17 programas de conservación de pozos, la Subdirección de Producción Bloques Aguas Someras proporcionó 20 estimaciones de los servicios ejecutados de 2016 y 2017, las cuales correspondieron al servicio de “Aseguramiento de Flujo con Sistema Artificial BEC incluyendo el equipo superficial y subsuperficial”, que se realizó en el campo Takin.

En cuanto a los programas relativos al mantenimiento de instalaciones, se comprobó que contaron con las actas de terminación de los trabajos de cada uno de los 17 programas presupuestales, así como las actas de entrega recepción de las actividades realizadas.

Se proporcionó la base de datos del programa Gestión de activos, relacionada por “tipo de servicios”, de la cual se revisó el soporte documental de los conceptos “Proyectos de seguridad” y “Transporte de materiales marítimo”. Se comprobó que se recibieron de conformidad con las actas de entrega-recepción de las áreas usuarias.

En conclusión, del total de inversiones realizadas en 2017 por 13,519,000.0 miles de pesos del Proyecto Cantarell, se verificaron 8,067,544.2 miles de pesos de los programas de “Conservación de pozos”, “Mantenimiento de instalaciones de producción” y “Gestión de Activos”, se comprobó que se realizaron en las fechas programadas, de acuerdo con las actas de entrega recepción de las actividades realizadas de las áreas usuarias y los oficios de entrega-recepción.

7. Rentabilidad del Proyecto Cantarell

En 2012, Pemex Exploración y Producción (PEP) elaboró el “Análisis Costo-Beneficio” del Proyecto Cantarell para el periodo 2013-2050, en el cual, de acuerdo con las premisas institucionales vigentes a esa fecha, los pronósticos de producción de aceite y gas, así como la inversión requerida para realizar las actividades programadas, se proyectó para 2017 la evaluación económica siguiente:

AÑO	Producción		Ingresos (a)	Inversiones (b)	Gastos de Operación (C)	Flujo de Efectivo a-(b+c)
	Aceite (Mb)	Gas (Mpc)				
2017	50,735.0	17,885.0	148,059.0	22,108.0	17,691.0	108,260.0

FUENTE: Documento “Análisis Costo Beneficio del Proyecto Cantarell”, 2013-2050.

Mb: Miles de barriles.

Mpc: Miles de pies cúbicos.

Nota: Los 50,735.0 Mb y los 17,885.0 Mpc se determinaron a partir de los valores registrados en la tabla V.1 “Evaluación económica global horizonte 1997-2050” del documento Análisis Costo Beneficio del Proyecto Cantarell, 213-2050.

En 2016, para evaluar la rentabilidad del proyecto para 2017, PEP tomó las actividades realizadas de acuerdo con el Calendario Institucional del Ciclo de Planeación 2016 (aplicado en 2017).

En el numeral 6.3 de los “Lineamientos para la documentación del Portafolio de Proyectos de Inversión 2016, de la Dirección de Desarrollo y Producción de la Empresa Productiva Subsidiaria Pemex Exploración y Producción”, se establece que “en la evaluación económica de los proyectos se calcularán los indicadores antes y después de derechos fiscales e impuestos: Valor Presente Neto (VPN), Valor Presente de la Inversión (VPI), VPN/VPI y Tasa Interna de Retorno (TIR), según corresponda al componente de explotación”.

La Coordinación del Grupo Multidisciplinario de Programación y Evaluación del Activo Integral de Producción Bloque AS01-01 de PEP, antes Activo Integral Cantarell, integró las actividades físicas de pozos e instalaciones con motivo del análisis de diseño de explotación, las inversiones y los gastos para su realización, así como la producción de hidrocarburos programada.

Para la evaluación económica de las asignaciones del proyecto, la Gerencia de Programación y Evaluación de la Subdirección de Producción Bloques Aguas Someras AS01 del Activo Integral de Producción Bloque AS01-01, revisó el proyecto en cuanto a su inversión y producción, mediante el sistema institucional “Documentación de Proyectos de Exploración y Producción (DOCUPEP)”.

Con las premisas del portafolio, como la tasa de descuento (10.0%), inflación, tipo de cambio (18.00 por dólar), precios y demandas (escenario bajo y medio), año de base para la evaluación económica (2016), entre otras; se calcularon los indicadores VPN, VPI y la eficiencia de la inversión (VPN/VPI), para las ocho asignaciones que conforman el proyecto Cantarell, como se muestra a continuación:

INDICADORES ECONÓMICOS DEL PROYECTO CANTARELL PARA 2017
(Miles de pesos)

Núm.	Asignación	Valor presente		Eficiencia de la inversión = VPN/VPI
		Neto (Antes de impuestos)	De la inversión	Peso/Peso
1	A-0008-M-Campo Akal	322,140,000.0	173,212,000.0	1.86
2	A-0172-M-Campo Kambesah	26,245,000.0	2,334,000.0	11.24
3	A-0308-M-Campo Sihil	10,258,000.0	13,465,000.0	0.76
4	A-0237-M-Campo Nohoch	7,213,000.0	1,943,000.0	3.71
5	A-0322- Campo Takin	5,058,000.0	1,764,000.0	2.87
6	A-0161-M-Campo Ixtoc	4,960,000.0	2,374,000.0	2.09
7	A-0078-M-Campo Chac	2,697,000.0	1,153,000.0	2.34
8	A-0186-M Campo Kutz	256,000.0	457,000.0	0.56
Total del Proyecto Cantarell		378,827,000.0	196,702,000.0	1.93

FUENTE: Información proporcionada por Pemex Exploración y Producción mediante el oficio CA/COMAUD/AI/GAFLTEIR/EIR/366/2018.

Eficiencia de la inversión¹⁰.

VPN: Valor Presente Neto.

VPI: Valor Presente de la Inversión.

¹⁰ Eficiencia de la Inversión (VPN/VPI): Es la rentabilidad que se obtiene, en términos reales, por cada unidad monetaria invertida.

Se determinó que el campo Akal presenta una eficiencia de la inversión que, por cada peso invertido en valor presente, el proyecto generaría 1.86 pesos. En total, el Proyecto Cantarell presenta el VPN antes de impuestos de 378,026,000.0 miles de pesos, y el VPI de 196,702,000.0 miles de pesos, de lo que resulta que el proyecto generaría 1.93 pesos de valor presente neto.

Por otra parte, se realizó la evaluación económica de 2017, para lo cual se consideraron los valores reales de producción, ingresos, inversiones y gastos, como se muestra a continuación:

EVALUACIÓN ECONÓMICA GLOBAL DEL PROYECTO CANTARELL							
AÑO	Producción		Ingresos (a)	Inversiones (b)	Gastos de Operación (C)	Costos Totales (b+c)	Flujo de Efectivo a-(b+c)
	Aceite	Gas					
	(Mb)	(Mpc)					
2017	52,727.2	404,301,518.5	612,924,690.2	13,519,000.0	10,207,064.4	23,726,064.4	589,198,625.8

FUENTE: Información proporcionada por Pemex Exploración y Producción.

Mb: Miles de barriles.

Mpc: Miles de pies cúbicos.

El flujo de efectivo obtenido de 2017 por 589,198,625.8 miles de pesos, se dividió entre los costos totales por 23,726,064.4 miles de pesos, que incluyen la inversión y gastos y se obtuvieron beneficios de aproximadamente 24.80 pesos por cada peso invertido.

En conclusión:

- Para 2017, con las premisas del portafolio, como la tasa de descuento, inflación, tipo de cambio, precios y demandas de 2016, entre otras, PEP determinó una eficiencia de la inversión de 1.93 pesos, es decir, por cada peso invertido en valor presente el proyecto generaría 1.93 pesos de valor presente neto.
- Con los ingresos reales obtenidos en 2017 por 612,924,690.2 miles de pesos, y los costos totales por 23,726,064.4 miles de pesos, se obtuvieron beneficios de aproximadamente 24.8 pesos por cada peso invertido.

8. Tasa de restitución de reservas

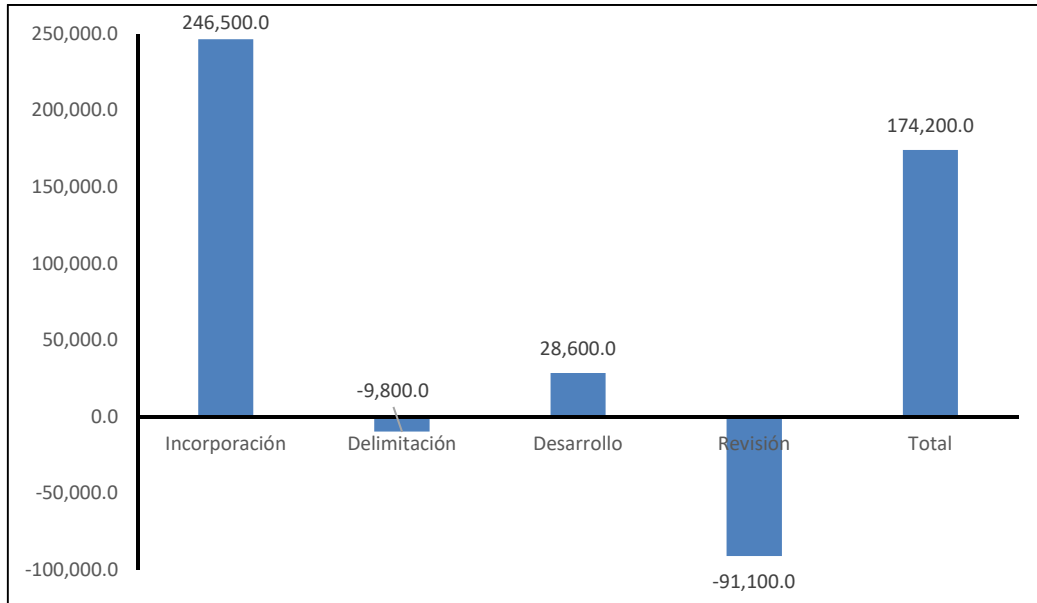
La tasa de restitución de reservas es la cantidad de hidrocarburos que se reponen o incorporan por nuevos descubrimientos con respecto de lo que se produjo en un periodo dado; generalmente es anual y es expresada en términos porcentuales. Resulta de dividir la reserva total entre la producción extraída del periodo de análisis.

Las reservas se expresan en unidades de petróleo crudo equivalente (PCE), el cual es la suma del petróleo crudo, condensado y gas seco equivalente al líquido; y es una forma de representar el volumen total de hidrocarburos.

Para verificar el cálculo que realizó Pemex Exploración y Producción (PEP) de la tasa de restitución de reservas, a partir de los reportes de incorporación, delimitación, desarrollo y revisión de reservas, generados en 2017, se determinó la reserva remanente probada (1P) del Proyecto Integral Cantarell, como se muestra a continuación:

RESERVA TOTAL 1P DEL PROYECTO INTEGRAL CANTARELL

(Mbpce)



FUENTE: Información proporcionada por Pemex Exploración y Producción mediante el oficio núm. CA/COMAUD/AI/GAFLTIEIR/359/2018.

Mbpce: Miles de barriles de petróleo crudo equivalente¹¹.

1/ Incorporación de reservas atribuible a la perforación de pozos exploratorios que prueban formaciones productoras de hidrocarburos.

2/Delimitación: Actividad de exploración que incrementa, o reduce, reservas por medio de la perforación de pozos delimitadores.

3/Desarrollo: Actividad que incrementa, o reduce, reservas por medio de la perforación de pozos de explotación.

4/Revisión: Es la reserva resultante de comparar la evaluación del año anterior con la nueva, en la cual se consideró nueva información geológica, geofísica, de operación, comportamiento del yacimiento, así como la variación en los precios de los hidrocarburos y costos de extracción.

Al inicio de 2017, se contaba con 246,500.0 miles de barriles de petróleo crudo equivalente (Mbpce) de reservas 1P, en el transcurso del mismo año se redujeron por “delimitación” -9,800.0 Mbpce, se “incorporaron” 28,600.0 Mbpce de “desarrollo”, y de la “revisión” de reservas se disminuyeron 91,100.0 Mbpce, de lo que resultó al final de 2017, una reserva 1P de 174,200.0 Mbpce para el Proyecto Cantarell.

La reserva total de 174,200.0 Mbpce se dividió entre la producción de 2017 por 997,000.0 Mbpce, reportada por la Gerencia de Recursos y Certificación de Reservas de PEP, y se obtuvo una tasa de restitución de reservas 1P para el Proyecto Cantarell de 17.5%, lo cual significa que ese porcentaje de la producción extraída se restituyó mediante algún descubrimiento o desarrollo de campos durante 2017.

¹¹ Barril de petróleo crudo equivalente (bpce): Término utilizado para comparar el gas natural en unidades de volumen de petróleo crudo para proveer una medida común para diferentes calidades energéticas de gas.

A partir de los mismos reportes, se determinó la reserva total y la tasa de restitución para las reservas 2P y 3P, se constató que el 13.8% de la reservas 2P se restituyeron mediante algún descubrimiento o desarrollo de campos durante 2017; y para las reservas 3P fue de 48.0%.

Relación de reserva-producción

La relación reserva-producción es el resultado de dividir la reserva remanente a una fecha entre la producción de un periodo; se expresa en años y refleja el tiempo que tardaría en explotar las reservas, considerando una producción constante, precio de hidrocarburos y costos de extracción, sin variación en el tiempo, así como la inexistencia de nuevos descubrimientos en el futuro.

RELACIÓN RESERVA PRODUCCIÓN PROYECTO CANTARELL (AÑOS)

Categoría	Reserva remanente				Producción 2016				Relación reserva/producción			
	Al 1 de enero de 2017		Al 1 de enero de 2018		2016		2017		2016		2017	
	Crudo	Gas natural	Crudo	Gas natural	Crudo	Gas natural	Crudo	Gas natural	Crudo	Gas natural	Crudo	Gas natural
1P	6,537.3	9,883.0	5,809.6	9,339.5	787.9	2,107.1	711.0	1,839.5	8.3	4.7	8.2	5.1
2P	11,517.9	17,732.7	10,687.6	17,830.6	787.9	2,107.1	711.0	1,839.5	14.6	8.4	15.0	9.7
3P	16,881.7	25,779.8	15,812.6	26,658.7	787.9	2,107.1	711.0	1,839.5	21.4	12.2	22.2	14.5

FUENTE: Información proporcionada por Pemex Exploración y Producción mediante el oficio núm. CA/COMAUD/AI/GAFLTIEIR/359/2018.

Crudo: MMb (millones de barriles)

Gas natural: MMMpc (miles de millones de pies cúbicos)

La relación reserva-producción para las reservas 1P de petróleo crudo, pasó de 8.3 años a 8.2 años en 2017, y de 4.7 a 5.1 para el gas; en cuanto a la categoría 2P, el crudo pasó de 14.6 en 2016, a 15.0 en 2017 para aceite, y de 8.4 a 9.7 en 2017, para gas; de la categoría 3P el crudo pasó de 21.4 años en 2016 a 22.2 en 2017 para aceite, y de 12.2 en 2016, a 14.5 para gas en 2017.

Factores de recuperación

El factor de recuperación es la cantidad de hidrocarburos que se estiman serán recuperados de una acumulación expresada en porcentaje; es decir, el porcentaje de hidrocarburos que se extrae del yacimiento de manera anual.

Al partir del volumen original de las reservas de los campos que conforman el proyecto Cantarell y con la producción promedio de dichos campos, se determinó el factor de recuperación como sigue:

FACTOR DE RECUPERACIÓN (PORCENTAJE)

2017

Reservas	Volumen original		Producción acumulada ^{1/}		Factores de recuperación %	
	Petróleo	Gas natural	Petróleo	Gas natural	Petróleo	Gas natural
1P	35,723.4	16,774.7	14,298.1	9,737.1	40.0	58.0
2P	35,989.2	16,934.6	14,298.1	9,737.1	39.7	57.5
3P	36,124.0	16,962.1	14,298.1	9,737.1	39.6	57.4

FUENTE: Información proporcionada por Pemex Exploración y Producción mediante el oficio núm. CA/COMAUD/AI/GAFLTIEIR/359/2018.

Crudo: MMB (millones de barriles)

Gas: MMMpc (miles de millones de pies cúbicos)

^{1/} Producción promedio de los 8 campos del proyecto Cantarell.

En 2017, el factor de recuperación de las reservas 3P (probadas + probables + posibles) de los ocho campos que integran el Proyecto Cantarell, fue en promedio de 39.6% para el petróleo crudo, y de 57.4% para el gas natural; es decir, de los 36,124.0 millones de barriles de petróleo crudo del volumen original de la reserva, a 2017 se había extraído el 39.6%.

En conclusión:

- Se determinó una tasa de restitución del 17.5%, lo que significa que se restituyeron 174,200.0 Mbpce mediante algún descubrimiento o desarrollo de campos durante 2017.
- En cuanto a la relación reserva producción, se determinó que en las reservas probadas de 2017 de petróleo y de gas, PEP tardaría en su explotación entre 8.3 y 4.7 años.
- En 2017, el factor de recuperación de las reservas 3P de los ocho campos que integran el Proyecto Cantarell fue en promedio de 39.6% para el petróleo crudo, y de 57.4% para el gas natural.

9. Registro de los bienes del Centro de Procesos Akal-N

Pemex Exploración y Producción (PEP) informó que el valor contable de las instalaciones del Centro de Procesos Akal-N a enero de 2016 (fecha en que quedó fuera de operación), totalizó 2,933,651.5 miles de pesos, correspondientes a 326 bienes reportados como localizados, como sigue:

VALOR CONTABLE DE LOS BIENES DE LAS INSTALACIONES DEL CENTRO DE PROCESOS AKAL-N A ENERO DE 2016
(Miles de pesos)

Denominación del activo fijo	Núm. de bienes	Observaciones	Valor contable
Estación de separación de crudo y gas Akal-N PROD.	260	Localizado	749,818.8
GDO Akal-N (PROD)-Akal-B (PERF) 20"X2858 L-115	3	Localizado	377,368.2
Plataforma de producción Akal-N	1	Localizado	752,914.0
Plataforma habitacional Akal-N	61	Localizado	484,818.1
Plataforma habitacional Akal-N	<u>1</u>	Localizado	<u>568,732.4</u>
Total	326		2,933,651.5

FUENTE: Información proporcionada por Petróleos Mexicanos mediante el oficio núm. CA/COMAUD/AI/GEIR/0674/2018.

GDO: Gasoducto; PROD: Producción; PERF: Perforación.

A julio de 2018, los 326 bienes tenían un valor contable de 2,245,011.9 miles de pesos, de los cuales 2,178,686.5 miles de pesos correspondieron a 217 bienes localizados; 63,024.5 miles de pesos, a 75 bienes incompletos, y 3,300.9 miles de pesos, a 34 bienes no localizados como sigue:

VALOR CONTABLE DE LOS BIENES DE LAS INSTALACIONES DEL CENTRO DE PROCESOS AKAL-N A JULIO DE 2018
(Miles de pesos)

Activo fijo	Núm. de bienes	Observaciones	Valor contable
	198	Localizado ^{1/}	450,105.8
Estación de separación de crudo y gas Akal-N PROD.	55	Incompleto ^{2/}	45,256.3
	7	No localizado ^{3/}	851.7
GDO Akal-N (PROD)-Akal-B (PERF) 20"X2858 L-115	3	Localizado ^{1/}	331,159.8
Plataforma de producción Akal-N	1	Localizado ^{1/}	584,351.2
	14	Localizado ^{1/}	371,446.2
Plataforma habitacional Akal-N	20	Incompleto ^{2/}	17,768.2
	27	No localizado ^{3/}	2,449.2
Plataforma habitacional Akal-N	<u>1</u>	Localizado ^{1/}	<u>441,623.5</u>
Total	326		2,245,011.9

FUENTE: Información proporcionada por PEMEX mediante el oficio núm. CA/COMAUD/AI/GEIR/0674/2018.

1/ Suma localizados: 217 bienes por 2,178,686.5 miles de pesos.

2/ Suma incompletos: 75 bienes por 63,024.5 miles de pesos.

3/ Suma No localizados: 34 bienes por 3,300.9 miles de pesos.

GDO: Gasoducto.

PROD: Producción.

PERF: Perforación.

PEP registró como activos los bienes en situación de incompleto y no localizado; sin embargo, el marco conceptual de las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) define que un activo, como es el caso del "Inmovilizado Material" a que se refiere la Norma Internacional de Contabilidad (NIC) 16, es un recurso económico presente, es decir, que tiene el potencial de producir beneficios económicos, controlado por una entidad. El control implica

que la entidad tiene la capacidad actual de dirigir el uso del recurso. Por tanto, la baja en cuentas de un activo ocurre cuando la entidad pierde control de todo o parte del activo reconocido. Asimismo, el reconocimiento de un activo en los estados financieros es apropiado si proporciona información relevante, y es una representación fiel.

Además, la NIF 13 “Medición del valor razonable” indica que “al medir el valor razonable, una entidad tendrá en cuenta las características del activo de la misma forma en que los participantes del mercado las tendrían al fijar el precio en la fecha de la medición, entre las que se encuentran su condición y localización”.

Por lo anterior, existe incertidumbre sobre la existencia de los activos relacionados en el cuadro del valor contable de los bienes de las instalaciones del Centro de Procesos Akal-N a julio de 2018, y una baja probabilidad de producir beneficios económicos, por lo cual su reconocimiento como activos fijos en los estados financieros no arroja información relevante ni fiel.

Al respecto, mediante el oficio del 25 de enero de 2019, la Gerencia de Enlace con Instancias Revisoras de PEMEX proporcionó respuesta de la Dirección Corporativa de Administración y Servicios de PEMEX, junto con el programa de trabajo que se desarrollará en 2019, para confrontar los registros de los activos fijos de la Plataforma Akal-N; asimismo, informó que analizará los resultados de la confronta física y actualizará los registros en el sistema SAP.

Con lo informado por Pemex no se atiende la observación debido a que está pendiente la confronta de los activos fijos del Centro de Procesos Akal-N y su actualización en el sistema SAP.

Reubicación de bienes del Centro de Procesos Akal-N

Con motivo de la salida de operación del Centro de Procesos Akal-N en enero de 2016 (fecha en la que quedó sin personal operativo a bordo), y de la difusión, por parte de la Coordinación de Proyectos Región Marina, de la disposición de las instalaciones de ese centro en las áreas operativas y administrativas de PEP, en caso de existir algún interés por los bienes inmuebles, de enero de 2016 a julio de 2018, se reubicaron dos motobombas contra incendio marca Caterpillar de la plataforma Akal-N a las plataformas Akal-G perforación y Akal-C2, y dos motobombas contra incendio marca Cummins de la plataforma Akal-N perforación a la plataforma Akal-B habitacional y a las instalaciones del taller del proveedor para su mantenimiento, conservación y reutilización posterior.

A diciembre de 2017, el valor contable de las dos motobombas marca Caterpillar reubicadas de la plataforma Akal-N Habitacional ascendió a 2,150.4 miles de pesos, y las otras dos motobombas contra incendio marca Cummins tenían un valor contable de 7,094.9 miles de pesos, que totalizaron 9,245.3 miles de pesos.

Se comprobó que, a julio de 2018, los cuatro equipos reubicados en otras plataformas se siguen considerando en los registros de los activos fijos del Centro de Procesos Akal-N.

Cuantificación de los equipos y materiales sustraídos

De enero de 2016 a julio de 2018, en el Centro de Procesos Akal-N, del Activo Integral de Producción Bloque AS01-01, antes Cantarell, se presentaron nueve eventos de intrusiones por personal ajeno a Petróleos Mexicanos, que sustrajo equipos y materiales por un monto

estimado de 22,158.3 miles de pesos. En el Sistema de “Rastreo de Eventos y Condiciones Inseguras Operativas” (RECIO) el Activo registró dichos eventos como sigue:

EQUIPOS Y MATERIALES SUSTRÁIDOS DEL CENTRO DE PROCESOS AKAL-N
ENERO DE 2016 A JULIO DE 2018
(Miles de pesos)

Eventos	Instalación	Fecha del evento	Costo estimado a valor de mercado ^{1/}
1	C.P. Akal-N	14-ago-16	975.7
2	Akal-N Producción	13-oct-16	778.6
3	Akal-N Producción	17-oct-16	1,108.6
4	Akal-N Producción	19-oct-16	41.8
5	Akal-N Producción	07-nov-16	5,895.0
6	C.P. Akal-N	09-nov-16	7,005.1
7	C.P. Akal-N	11-nov-16	<u>1,668.7</u>
	Subtotal	2016	<u>17,473.5</u>
8	Akal-N Perforación	14-abr-17	4,241.6
9	Akal-N Habitacional	22-abr-17	<u>443.2</u>
	Subtotal	2017	<u>4,684.8</u>
	Total		22,158.3

FUENTE: Información proporcionada por Petróleos Mexicanos mediante el oficio núm. CA/COMAUD/AI/GEIR/0712/2018.

^{1/} Cuantificación monetaria a valor de mercado al momento del evento sin considerar el costo, la logística y la instalación en plataformas.

Nota: Los eventos de los consecutivos 6 a 9, Pemex Exploración y Producción no ha presentado la denuncia de hechos ante el Ministerio Público.

C.P.: Centro de Procesos.

De los 22,158.3 miles de pesos, 17,473.5 miles de pesos correspondieron a siete eventos ocurridos en 2016, y 4,684.8 miles de pesos, a dos presentados en 2017. A julio de 2018, PEP aún considera el equipo y los materiales sustraídos en los registros de los activos fijos del Centro de Procesos Akal-N.

Deterioro de activos fijos

El estado de resultados integral de PEP de 2017 mostró variaciones respecto de 2016, como sigue:

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRAL DE 2017 Y 2016 DE PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

(Miles de pesos)

Concepto	2017	2016	Variación	%
Total de ventas (a)	762,637,362.0	616,380,615.0	146,256,747.0	23.7
Costo de lo vendido (b)	390,137,766.0	357,248,755.0	32,889,011.0	9.2
Deterioro (reversión) de activos de larga duración, neto (c)	129,350,315.0	(271,709,433.0)	401,059,748.0	(147.6)
Costo de lo vendido, neto (b+c)	<u>519,488,081.0</u>	<u>85,539,322.0</u>	<u>433,948,759.0</u>	<u>507.3</u>
Rendimiento bruto (a-(b+c))	243,149,281.0	530,841,293.0	(287,692,012.0)	(54.2)
Déficit neto del ejercicio	(150,388,699.0)	(44,069,000.0)	(106,319,699.0)	241.3
Total de otros resultados integrales del año	<u>(752,688.0)</u>	<u>26,981,225.0</u>	<u>(27,733,913.0)</u>	<u>(102.8)</u>
Resultado integral total del año	<u>(151,141,387.0)</u>	<u>(17,087,775.0)</u>	<u>(134,053,612.0)</u>	<u>784.5</u>

FUENTE: Estado de resultados integral por los años terminados el 31 de diciembre de 2016 y 2017, de Pemex Exploración y Producción.

Pemex Exploración y Producción: Empresa Productiva del Estado, Subsidiaria de Petróleos Mexicanos.

El resultado integral de 2017 presentó una pérdida de 151,141,387.0 miles de pesos, y un incremento de 134,053,612.0 miles de pesos, el 784.5% respecto de la pérdida obtenida en 2016 por 17,087,775.0 miles de pesos. La causa principal se incluyó en el “Costo de lo vendido neto”, se incrementó en 507.3%, por lo que pasó de 85,539,322.0 miles de pesos en 2016, a 519,488,081.0 miles de pesos en 2017, debido a la variación en el rubro “Deterioro (Reversión) de activos de larga duración, neto”, que en 2016 registró una reversión de 271,709,433.0 miles de pesos, y en 2017, un reconocimiento del deterioro de 129,350,315.0 miles de pesos, motivados por una menor reserva de hidrocarburos 1P, baja en los precios de los hidrocarburos y apreciación del peso respecto al dólar americano, por lo cual el incremento de un año a otro por 401,059,748.0 miles de pesos, incidió directamente en el costo de lo vendido neto.

Como empresa productiva del Estado, a partir de la entrada en vigor de la Nueva Ley de Petróleos Mexicanos (PEMEX), publicada el 11 de agosto de 2014 en el Diario Oficial de la Federación, PEMEX registra su contabilidad con base en las Normas Internacionales de Información Financiera y las Normas Internacionales de Contabilidad (NIC).

La NIC 36 “Deterioro del valor de los activos” tiene como objeto asegurarse de que los activos estén contabilizados por un importe que no sea superior a su valor recuperable. El valor recuperable de un activo es el mayor entre su valor razonable, menos los costos de venta y su valor de uso. El valor razonable, menos los costos de venta, es el importe que se puede obtener por la venta de un activo, en una transacción en condiciones de independencia entre partes interesadas e informadas, menos los costos de enajenación. El valor de uso es el valor actual de los flujos futuros de efectivo estimados que se espera obtener del activo o unidad generadora de efectivo.

Para determinar el valor recuperable de los activos fijos del Activo Integral de Producción Bloque AS01-01, antes Cantarell, PEP calculó el valor de uso, para lo cual consideró los principios generales y el enfoque de flujos de efectivo esperado, establecidos en el apéndice A de la NIC 36, con lo que obtuvo el valor descontado de los flujos futuros de efectivo, como se detalla a continuación:

VALOR DE USO DE LOS ACTIVOS DEL
PROYECTO CANTARELL DE 2016 Y 2017

(Miles de pesos)

Ejercicio	Activos fijos netos valor en libros	Cash flow con descuento	Deterioro NIC 36
2017	136,208,740.8	97,840,000.0	38,368,740.8
2016	146,428,745.8	133,047,000.0	13,381,745.8

FUENTE: Cédula de cálculo del deterioro bajo IFRS (International Financial Reporting Standards) a diciembre 2017 con base en flujos de efectivo descontados.

NIC 36: Norma Internacional de Contabilidad "Deterioro del valor de los activos".

Al considerar el valor de uso, PEMEX determinó que el deterioro en el valor de los activos fijos del Proyecto Cantarell fue de 13,381,745.8 miles de pesos en 2016, y 38,368,740.8 miles de pesos, en 2017.

La NIC 36 también establece que la entidad debe evaluar si existe un indicio de deterioro del valor de los activos, para lo cual debe considerar las fuentes externas e internas de información. La determinación del valor de uso en función de las variables que afecten la producción del Activo Integral de Producción Bloque AS01-01, antes Cantarell, correspondió a fuentes externas. Las fuentes internas de información incluyen la evidencia sobre la obsolescencia o deterioro físico de un activo, la estimación de cambios en el alcance o modo en que se usará el activo y que afectarán desfavorablemente a la entidad, así como la evidencia de activos ociosos o en planes de restructuración o enajenación, entre otras.

La Subgerencia de Activo Fijo e Inversiones de la Gerencia de Operación y Control Financiero Exploración y Producción de PEMEX informó que para determinar el valor razonable de los activos fijos no tuvo conocimiento referente a un deterioro físico de éstos; sin embargo, como se mencionó, el Centro de Procesos AKAL-N cuenta con activos incompletos, no localizados y en proceso de desincorporación, factores que no fueron considerados para determinar el valor recuperable y el registro contable del deterioro de los activos fijos del Activo Integral de Producción Bloque AS01-01, en incumplimiento de la NIC 36 "Deterioro del valor de los activos".

PEP carece de un procedimiento que norme el envío de información a PEMEX para que determine el deterioro físico de los activos fijos y su valor razonable.

Al respecto, mediante el oficio del 8 de enero de 2019, la Gerencia de Enlace con Instancias Revisoras de PEMEX proporcionó la respuesta de la Subdirección de Producción Bloques Aguas Someras 01, en la que informó que propondrá a PEP tomar como base el "Acuerdo para Documentar Actos Ilícitos en las Instalaciones Marinas de la Subdirección de Producción de Bloques Aguas Someras AS01", para elaborar el lineamiento de la Dirección General de PEP, con el alcance de todas las Subdirecciones que tengan instalaciones y puedan ser sujetas a instrucciones (sic), vandalismos y robos, entre otros. El lineamiento debe cumplir con la documentación, la cual deberá contener la evidencia de los activos no localizados, incompletos o en proceso de desincorporación, así como de su deterioro físico u obsolescencia.

Lo informado por PEP no atiende la observación debido a que la entidad fiscalizada no cuenta con un procedimiento para enviar información a PEMEX, a fin que determine el deterioro físico de los activos fijos y su valor razonable con motivo de los actos ilícitos en instalaciones marinas.

En conclusión:

- a) En enero de 2016, fecha de salida de operación del Centro de Procesos Akal-N, el valor contable de sus instalaciones era de 2,933,651.5 miles de pesos, correspondientes a 326 bienes reportados como localizados. Para julio de 2018, PEP no afectó su registro, ya que continúa reportando la existencia de los 326 bienes con un valor contable de 2,245,011.9 miles de pesos, a pesar de que 75 bienes por 63,024.5 miles de pesos, están reportados como incompletos y 34 bienes por 3,300.9 miles de pesos, como no localizados, así como ocho bienes por 9,245.3 miles de pesos, fueron reubicados a otras instalaciones.
- b) Se comprobó que el Centro de Procesos Akal-N ha sufrido actos vandálicos en los que se han sustraído equipos y materiales por un monto estimado de 22,158.3 miles de pesos, de los cuales 17,473.5 miles de pesos correspondieron a sustracciones de 2016, y 4,684.8 miles de pesos de 2017; a julio de 2018, PEP aún los considera en los registros de los activos fijos de ese centro.
- c) El renglón "Costo de lo vendido neto" del estado de resultados integral de PEP de 2017, incluyó el rubro "Deterioro (Reversión) de activos de larga duración, neto"; para su determinación, la Subgerencia de Activo Fijo e Inversiones de la Gerencia de Operación y Control Financiero Exploración y Producción, no consideró el deterioro físico de los activos del Centro de Procesos AKAL-N, que se encuentran incompletos, no localizados y en proceso de desincorporación, en incumplimiento de la NIC 36 "Deterioro del valor de los activos". La Subgerencia informó que no tuvo conocimiento sobre el deterioro físico de los activos. Además, PEP carece de un procedimiento que norme el envío de información a PEMEX para determinar el deterioro físico y el valor razonable de los activos fijos.

2017-6-90T9G-15-0485-01-002 Recomendación

Para que Pemex Exploración y Producción elabore los procedimientos para enviar a Petróleos Mexicanos toda aquella información que represente evidencia de los activos no localizados, incompletos o en proceso de desincorporación, así como de su deterioro físico u obsolescencia, a fin de que esa Empresa Productiva del Estado cuente con los elementos suficientes que reflejen el valor real de los activos en los estados financieros, de conformidad con las Normas Internacionales de Contabilidad.

2017-6-90T9N-15-0485-01-001 Recomendación

Para que Petróleos Mexicanos registre la baja de los activos sustraídos del Centro de Procesos Akal-N del Activo Integral de Producción Bloque AS01-01, antes Cantarell, reportados como "no localizados" e "incompletos", así como el traspaso de equipos reubicados a otras instalaciones, a fin de que revele el valor real que guardan los activos de la Empresa Productiva del Estado.

10. Seguridad y vigilancia de las instalaciones, denuncias y seguros.

Seguridad y vigilancia en las instalaciones.

Para garantizar la seguridad de sus instalaciones costa afuera, PEMEX suscribió con la Secretaría de Marina (SEMAR) el “Convenio de Colaboración SEMAR-PEMEX 2014-2018”, formalizado el 20 de enero de 2014, por PEMEX, representado por la Gerencia de Servicios de Seguridad Física (GSF), y la SEMAR, representada por la Presidencia de la Comisión Coordinadora para la Protección y Seguridad a Instalaciones Estratégicas.

El objeto del convenio es que la SEMAR, por medio de sus recursos humanos y materiales, proporcione permanentemente, bajo el contexto de seguridad nacional, a PEMEX y a sus Organismos Subsidiarios, protección y seguridad a sus instalaciones estratégicas, además de patrullar su red de ductos (derechos de vía), localizadas en las costas y zonas marinas del territorio nacional.

En dicho convenio, se corroboró que en el apéndice 2 “Pemex Exploración y Producción Vigilancia”, del anexo A “Instalaciones de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios en las que se realizarán las acciones de vigilancia y patrullaje”, se consideraron las instalaciones de mayor producción, por lo que no se incluyó el Centro de Procesos Akal-N.

Por lo anterior, se revisaron las minutas de las reuniones mensuales celebradas por PEMEX y la SEMAR, derivadas del convenio suscrito, en las que se observó que PEMEX solicitó a la SEMAR el *“reconocimiento y seguridad en el Centro de Procesos Akal-N, en proceso de desincorporación, en virtud que se ha observado que está siendo vandalizado”*.

Asimismo, con motivo de los actos vandálicos suscitados en las instalaciones del Centro de Procesos Akal-N en marzo de 2016, la Gerencia de Servicios de Seguridad Física solicitó al personal de la 7a. Zona Naval y a la Coordinación General de Protección Portuaria e Instalaciones Estratégicas de la Secretaría de Marina que realizara patrullajes y reconocimientos en las inmediaciones del Centro de Procesos Akal-N, a fin de reforzar la seguridad de las instalaciones.

Posteriormente, en julio de 2016, la Coordinación del Grupo Multidisciplinario de Operación de Pozos e Instalaciones solicitó a la Coordinación de Servicios de Protección Integral de Petróleos Mexicanos que realizara patrullajes debido a los actos vandálicos registrados en dicha instalación.

Por lo anterior, el 13 de septiembre de 2016, la Gerencia de Servicios de Seguridad Física de Petróleos Mexicanos asignó a cinco elementos de su personal para los servicios de vigilancia permanente en el turno diurno y nocturno en el Centro de Procesos Akal-N; no obstante, el 27 de octubre de 2016, la Superintendencia de Operación de Pozos del Activo Cantarell solicitó a la Subdirección de Seguridad, Salud en el Trabajo y Protección Ambiental la reubicación de ese personal a la Plataforma Akal-CI, debido a su importancia en materia de producción y por registrar actos ilícitos en esta instalación.

Se verificó que el Activo Integral de Producción Bloque AS01-01, antes Cantarell de Pemex Exploración y Producción (responsable de la guarda y conservación de los bienes), realizó acciones para resguardar las instalaciones del Centro de Procesos Akal-N; sin que solicitara personal adicional para salvaguardar las instalaciones del Centro de Procesos Akal-N, a partir

de que el personal de seguridad se reubicó en la Plataforma Akal-CI, por lo que los actos vandálicos continuaron en el Centro de Procesos Akal-N.

Por haberse registrado esta observación en ejercicios anteriores a 2017, se emitió una Solicitud de Intervención de la Unidad de Responsabilidades en Petróleos Mexicanos, mediante el oficio núm. DGAFFA/IOIC/003/2019 del 31 de enero de 2019, para que, en el ámbito de sus atribuciones, realice las investigaciones correspondientes.

Por otra parte, con motivo de los incidentes suscitados en las instalaciones marinas referentes a actos vandálicos registrados en dicha instalación, la Gerencia de Seguridad Física y el Área de Servicios Jurídicos elaboraron el “Protocolo de Comunicación”, el cual difundió la Gerencia de Desarrollo Sustentable, Seguridad Industrial, Salud en el Trabajo y Protección Ambiental de Instalaciones Marinas, mediante oficio del 1 de diciembre de 2016, a todas las áreas de PEP.

El objeto del protocolo citado es potenciar las acciones que realizan los apoyos internos y externos en la prevención de actos vandálicos, robo a las plataformas y otros que pongan en riesgo la integridad de las instalaciones estratégicas de PEMEX costa afuera.

La Subdirección de Producción Bloques Aguas Someras AS01, antes Región Marina Noreste de PEP, informó que está en proceso de validación el “Procedimiento operativo para reportar actos ilícitos en las instalaciones marinas de la Subdirección de Producción Bloques Aguas Someras AS01”, en el cual se especifican el ámbito de aplicación y alcance, así como el marco normativo, el diagrama de flujo y se incluye descripción detallada de las actividades. Con lo anterior, PEP pretende que con el apoyo del personal en plataformas se comunique a las áreas responsables sobre la intrusión de personal ajeno.

Ahora bien, en el artículo primero del “Acuerdo por el que se establecen zonas de seguridad para la navegación y sobrevuelo en las inmediaciones de las instalaciones petroleras y para el aprovechamiento integral y sustentable de los recursos pesqueros y acuícolas en zonas marinas mexicanas”, publicado el 11 de octubre de 2016 por las secretarías de Marina, de Medio Ambiente y Recursos Naturales; Energía; Agricultura, Ganadería, Desarrollo Rural, Pesca y Alimentación; y de Comunicaciones y Transportes, se dispone como zona de seguridad “Alrededor de los pozos, plataformas y demás instalaciones para la exploración y extracción de hidrocarburos en las zonas marinas mexicanas, una anchura de 500 metros a partir de su borde exterior, zona en la cual únicamente se permitirá el tráfico de embarcaciones o aeronaves que sean requeridas para la operación de dichas instalaciones”.

Además, el artículo quinto del acuerdo citado señala que “la vigilancia, supervisión y control de tráfico aéreo y marítimo quedarán a cargo de las secretarías de Marina y de Comunicaciones y Transportes, en el ámbito de sus respectivas atribuciones”.

Con motivo de los actos vandálicos y robo registrados en las instalaciones petroleras costa afuera, el 7 de diciembre de 2017, las secretarías mencionadas, además de las de Energía y la de Medio Ambiente y Recursos Naturales publicaron en el Diario Oficial de la Federación el “Acuerdo por el cual se modifica el similar por el que se establecen zonas de seguridad para la navegación y sobrevuelo en las inmediaciones de las instalaciones petroleras y para el aprovechamiento integral y sustentable de los recursos pesqueros y acuícolas en zonas marinas mexicanas, publicado el 11 de octubre de 2016”, en el cual se amplió la zona de

seguridad a 5,000 metros alrededor de los agrupamientos en los que se concentren pozos, plataformas y demás instalaciones para la exploración y extracción de hidrocarburos establecidos en los polígonos I a IV, y de 2,500 metros alrededor de los pozos, plataformas y demás instalaciones que queden fuera dichos polígonos. En el artículo SEGUNDO Transitorio, del acuerdo referido se establece la vigencia de las medidas de seguridad hasta el 30 de noviembre de 2018.

Conviene mencionar que a pesar de que se amplió el área de seguridad como una acción preventiva, para evitar que las embarcaciones y aeronaves ajenas a PEMEX se acerquen a las instalaciones petroleras costa afuera, los eventos de vandalismo en la infraestructura petrolera continúan realizándose.

La Auditoría Especial de Cumplimiento Financiero de la Auditoría Superior de la Federación, dio a conocer a la Dirección General de PEMEX la situación por actos vandálicos (robos), que se presenta en las instalaciones del Centro de Procesos Akal-N, del Activo Integral de Producción Bloque AS01-01, antes Cantarell; para que, en su caso, se tomen las medidas necesarias a fin de proteger los bienes de PEP, en beneficio de esa Empresa Productiva del Estado, así como para evitar la continuidad de los mismos.

En respuesta, la Dirección General de Administración y Finanzas de la SEMAR informó que, el 10 de enero de 2019, se publicó en el Diario Oficial de la Federación el “Acuerdo Secretarial número 552 mediante el cual se crea el Centro de Control de Tráfico Marítimo (CCTM) de la Sonda de Campeche”, en el cual se establece que el CCTM contará con los sistemas necesarios para detectar, identificar y controlar la navegación de todos los buques que ingresen a las zonas establecidas en las reglas de operación del Centro. Estas reglas y las demás disposiciones que se requieran, deberán ser publicadas en un plazo no mayor a 60 días hábiles posteriores a la entrada en vigor de dicho acuerdo; es decir el 8 de abril de 2019. Asimismo, la Dirección General de Administración y Finanzas proporcionó el proyecto de las reglas mencionadas, cuyo objetivo es “establecer los mecanismos de interacción para el Control del Tráfico Marítimo, de las operaciones desarrolladas por PEMEX o cualquiera de sus empresas productivas subsidiarias y de otros actores del Sector de Hidrocarburos; así como preservar la seguridad de la vida humana en la mar, incrementar la seguridad de la navegación y de las instalaciones marinas”. En su artículo TERCERO Transitorio se establece que *“para la organización, equipamiento y mantenimiento, la Secretaría de Marina podrá elaborar los convenios de colaboración que considere necesarios con Petróleos Mexicanos”*.

En el anexo I “Área de cobertura del CCTM en la Sonda de Campeche” del proyecto de las reglas se establece que el área de cobertura estará dividida en cuatro estaciones de control de tráfico marítimo “Control Marino Dos Bocas”, “Control Marino Ixtoc-A”, “Control Marino Cayo Arcas” y “Control Marino ECO-1”, las cuales abarcan las zonas donde se ubican los centros de procesos del Activo Integral Bloque AS01-01, entre otros.

En agosto de 2018, la SEMAR envió a la Secretaría de Comunicaciones y Transportes (SCT), para su opinión y revisión, el proyecto de las reglas de operación; en diciembre de 2018, y enero de 2019, la SEMAR reiteró a la SCT la importancia de emitir su opinión y revisión de las reglas de operación para estar en posibilidad de continuar con el trámite de publicación en el Diario Oficial de la Federación (DOF). A enero de 2019, la SEMAR no había recibido respuesta de la SCT.

Lo anterior no solventa la observación, ya que si bien la SEMAR menciona que una vez que la SCT le envíe la opinión de las reglas de operación del CCTM, las publicará en el DOF junto con la demás disposiciones que se requieran. En el proyecto de las reglas de operación no se establecen las acciones que se implementarán para salvaguardar las zonas de seguridad y abatir los eventos de vandalismo en la infraestructura petrolera.

Por otra parte, la Dirección General de Marina Mercante de la SCT informó que "...de acuerdo al Decreto por el que se reforman, adicional y derogan diversas disposiciones de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal, de la Ley de Navegación y Comercio Marítimos y de la Ley de Puertos, publicado el 19 de diciembre de 2016, las funciones referentes al establecimiento y organización de los servicios de vigilancia, seguridad y auxilio para la navegación en zonas marinas mexicanas, así como el control de tráfico marítimo, son competencia de la Secretaría de Marina (SEMAR), conforme lo establecido en los artículos 8 Bis, fracción IX, y 9 fracción IV, de la Ley de Navegación y Comercio Marítimos". Por lo anterior, la Dirección General de Marina Mercante de la SCT no está en posibilidad de atender la recomendación.

Lo informado por la SCT no atiende la observación, ya que si bien la Dirección General de Marina Mercante menciona que no está facultada para atender la recomendación, en el Acuerdo publicado en el 2017, la SCT, junto con las SEMAR y otras secretarías, modificaron el artículo 1 del acuerdo publicado en noviembre de 2016, y quedaron vigentes las demás disposiciones del acuerdo de 2016, entre ella, la relacionada con la vigilancia, supervisión y control de tráfico aéreo y marítimo a cargo de las secretarías de Marina y de Comunicaciones y Transportes, en el ámbito de sus atribuciones respectivas. Además, de acuerdo con la respuesta de la SEMAR, se está en espera de la opinión de la SCT respecto de las reglas de operación del CCTM.

Denuncias

Desde que el Centro de Procesos Akal-N quedó fuera de operación en enero de 2016, ha sido víctima de intrusiones y actos vandálicos en sus instalaciones aparentemente, por parte de personal ajeno a PEP. De 2016 a 2018, la Gerencia de Seguridad Física registró 14 eventos de este tipo en el Sistema de "Rastreo de Eventos y Condiciones Inseguras Operativas" (RECIO), como sigue:

EVENTOS REGISTRADOS EN EL SISTEMA RECIO OCURRIDOS EN EL
CENTRO DE PROCESOS AKAL-N DE PETRÓLEOS MEXICANOS, 2016-2018

Eventos registrados en el Sistema RECIO ^{2/}		
Consecutivo	Número de registro	Fecha del robo
1	20739 ^{1/}	05/07/2016
2	21829	20/07/2016
3	21830	26/07/2016
4	20647	14/08/2016 ^{3/}
5	20864 ^{1/}	02/09/2016
6	21424	13/10/2016 ^{3/}
7	21425	17/10/2016 ^{3/}
8	21426	19/10/2016 ^{3/}
9	21719	07/11/2016 ^{3/}
10	21739	09/11/2016 ^{3/}
11	21754	11/11/2016 ^{3/}
12	23714 ^{1/}	14/04/2017 ^{3/}
13	23809 ^{1/}	22/04/2017 ^{3/}
14	25054 ^{1/}	16/07/2017

FUENTE: Información proporcionada por Pemex Exploración y Producción, a julio de 2018.

^{1/} Cinco eventos denunciados.

^{2/} RECIO: Sistema de Rastreo de Eventos y Condiciones Inseguras Operativas.

^{3/} Eventos con cuantificación de equipos y materiales sustraídos, comentados en el resultado 9 de este informe.

El representante legal de PEP presentó cuatro denuncias de hechos ante el Ministerio Público en Ciudad del Carmen, Campeche, que incluyeron 5 eventos cuyos números de registro están marcados en la tabla anterior con el subíndice 1. De los 9 eventos restantes, PEP no proporcionó evidencia de haber denunciado ante el Ministerio Público, ni ante ninguna otra instancia para que se realizaran las investigaciones correspondientes y se deslindaran responsabilidades.

En relación con los eventos no denunciados, el área jurídica informó que no tiene acceso ni control de los eventos que registra en el Sistema RECIO el personal de las áreas de PEP, por lo que, hasta que se comunican y documentan los eventos relacionados con un hecho ilícito, el área jurídica tiene conocimiento de ellos y puede realizar las acciones legales competentes, una vez que se cuente con los requisitos necesarios para ejercer la función jurídica institucional.

Además, de las cuatro denuncias antes mencionadas, el área jurídica presentó tres denuncias adicionales de eventos ocurridos en Akal-N en 2016 y 2017, los cuales no están registrados en el sistema RECIO.

Respecto de las siete denuncias presentadas ante el Ministerio Público por PEP, se constató que, de acuerdo con los registros, entre la fecha en que se registraron los eventos y la presentación de la denuncia de hechos, transcurrieron de 1 a 688, días como se muestra a continuación:

DENUNCIAS PRESENTADAS POR PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN RELACIONADAS
CON EVENTOS OCURRIDOS EN EL CENTRO DE PROCESOS AKAL-N, 2016-2018

Consecutivo	Número de carpeta de investigación	Fecha		Días transcurridos RECIO vs denuncia
		Del robo	De acuse de denuncia	
1	Sin número ^{1/}	05/07/2016 ^{2/}	24/05/2018	688
	Sin número ^{1/}	02/09/2016 ^{2/}	24/05/2018	629
2	FED/CAMP/CCAR/0000288/2016	12/08/2016	08/11/2016	88
3	Sin número	07/11/2016	24/01/2017	78
4	AC-3-2017-3228	14/04/2017 ^{2/}	15/04/2017	1
5	Sin número	22/04/2017 ^{2/}	02/07/2018	436
6	FED/CAMP/CCAR/336/2016	16/07/2017 ^{2/}	01/11/2017	108
7	FED/CAMP/CCAR/0000037/2017	04/12/2017	02/02/2018	60

FUENTE: Información proporcionada por Pemex Exploración y Producción, a julio de 2018.

^{1/} Dos eventos registrados en una denuncia.

^{2/} Denuncias de eventos registrados en el sistema RECIO.

Respecto de las siete denuncias presentadas ante el Ministerio Público por PEP, tres corresponden a eventos ocurridos en 2016, de acuerdo con los registros, entre la fecha en que se registraron los eventos y la presentación de la denuncia de hechos, transcurrieron de 78 a 688 días, por haberse registrado esta observación en ejercicios anteriores a 2017, se emitió una Solicitud de Intervención de la Unidad de Responsabilidades en Petróleos Mexicanos, mediante el oficio núm. DGAFFA/IOIC/004/2019 del 31 de enero de 2019, para que, en el ámbito de sus atribuciones, realice las investigaciones correspondientes.

Respecto de las cuatro denuncias restantes, los hechos ocurrieron en 2017, se constató que entre el evento y la presentación de la denuncia por el área jurídica de PEP transcurrieron de 1 a 436 días.

En relación con la denuncia en la que transcurrieron 688 días entre la fecha en que ocurrió el evento y la fecha de presentación de la denuncia ante el Ministerio Público (oficio núm. DJ-SJOR-SSJRM-RSL-1036-2018), PEP proporcionó una nota informativa del 5 de julio de 2016, en la cual el encargado de producción informó al Administrador del Centro de Procesos Akal-L que, al arribar a la plataforma Akal-N, se encontró en el primer nivel de área de servicios a dos “pescadores y una lancha con una tercera persona”, así como otra nota informativa del 4 de septiembre de 2016, donde el ayudante “C” de producción comunica al Administrador del Centro de Procesos Akal-L que el 2 de septiembre del mismo año se encontraron puertas violadas o forzadas de la plataforma habitacional. El área jurídica presentó la denuncia de estos eventos el 24 de mayo de 2018. Conviene mencionar que la denuncia en comento también incluyó otros eventos ocurridos en otras plataformas; el más reciente es del 4 de abril de 2018 en la plataforma Akal-TM.

Al respecto, la Dirección Jurídica de Petróleos Mexicanos informó que *“la diferencia de plazo que existe entre el evento y su denuncia ante el Ministerio Público obedece, en primer término, a la labor que corresponde al área operativa para recopilar toda la información relacionada con los hechos acontecidos en instalaciones costa afuera. Posteriormente, dicha información es remitida al Activo Integral de Producción Bloque –encargado de administrar la plataforma*

relacionada con el evento- quien, a su vez, remite al área jurídica para que esta analice la información y documentación que al efecto se acompañe y, de contar con los elementos idóneos, elabore y presente la denuncia”.

Al respecto, con el oficio núm. CA/COMAUD/AI/GEIR/088/2019 del 25 de enero de 2019, la Dirección Jurídica de PEMEX informó que, mediante el oficio núm. DJ-SJOR-GJRS-SSJRM-RASL-028-2019 del 7 de enero de 2019, la Subgerencia de Servicios Jurídicos Regiones Marinas solicitó a la Administración del Activo Integral de Producción Bloque AS01-01, antes Cantarell que, cuando se tenga registro o conocimiento de hechos o actos ilícitos cometidos en alguna o algunas de las instalaciones bajo su administración, de inmediato se haga del conocimiento de la subgerencia citada, para lo cual deberá adjuntar mediante comunicado, la documentación enlistada en el punto III.10.2 de los “Lineamientos para Instrumentar el Ejercicio de la Función Jurídica Institucional emitidos por la Dirección Jurídica de Petróleos Mexicanos”, específicamente el numeral 3, el cual indica lo siguiente:

- a) Comunicado (oficio, correo electrónico, nota informativa, entre otros) que contenga una síntesis de los hechos y las circunstancias de tiempo, modo, lugar y ocasión en que sucedieron.
- b) Si el comunicado es por medio impreso, deberá contener la firma autógrafa y, en su caso, los nombres de los testigos y el lugar de adscripción para su oportuna localización.

Lo informado por la Dirección Jurídica de PEMEX no atiende la observación, ya que si bien, la Subgerencia de Servicios Jurídicos Regiones Marinas solicitó a la Administración del Activo Integral de Producción Bloque AS01-01 que informará de manera inmediata sobre los hechos o actos ilícitos cometidos en las instalaciones de dicho activo, y con la documentación relacionada en los “Lineamientos para Instrumentar el Ejercicio de la Función Jurídica Institucional emitidos por la Dirección Jurídica de Petróleos Mexicanos”, así como las denuncias presentadas debido a actos vandálicos en instalaciones del Activo Integral de Producción Bloque AS01-01, acompañadas de una nota informativa, en cumplimiento del numeral 3 de los lineamientos mencionados; lo anterior no garantiza que se presenten a tiempo. PEMEX no informó de las acciones que se deben realizar para que todos los eventos (intrusión de personal ajeno a PEMEX) presentados en las plataformas sean registrados en el Sistema de RECIO.

Conviene mencionar que en el resultado núm. 3 de la auditoría núm. 486-DE denominada “Recuperación y Puesta en Marcha de las Plataformas de Producción y Perforación que fueron objeto de vandalismo”, se presentan temas relacionados con el registro de eventos delictivos registrados en el sistema RECIO.

Seguros

PEMEX contrató con Mapfre Tepeyac, S.A. dos pólizas de seguro integrales: una con vigencia de junio 2015 a mayo 2017, y la otra de junio 2017 a junio 2019, que amparan el desarrollo de las operaciones de sus empresas productivas subsidiarias, organismos subsidiarios, empresas del grupo PMI y filiales, con cobertura de daño físico directo a todo bien, todo riesgo en tierra y mar, así como la responsabilidad civil general.

El 22 de diciembre de 2017, el Activo Integral de Producción Bloque AS01-01, antes Cantarell, informó a la Gerencia de Seguros y Fianzas de la Subdirección de Administración de Riesgos y

Aseguramiento de PEMEX sobre los eventos de sustracción de equipo y materiales (robo), así como actos de vandalismo sufridos en el Centro de Procesos Akal-N el 12 de agosto de 2016, 7 de noviembre de 2016 y 16 de julio de 2017, y ésta, a su vez, mediante el oficio núm. DCF-SARA-GSF-SR-4230-2017 de 29 de diciembre de 2017, presentó la reclamación a la aseguradora.

El 13 de julio de 2018, se constató que la aseguradora rechazó la reclamación del seguro por estar excluido el robo en plataformas en las pólizas, de conformidad con el numeral 2.7.2 “Exclusiones bienes en mar” de la póliza, el cual establece que para efectos de la sección de bienes en el mar, la aseguradora no tendrá responsabilidad alguna por o con relación con el “Robo de plataformas, sus equipos o sus partes...”.

Al respecto, la Gerencia de Seguros y Fianzas informó que el riesgo de robo en plataformas se encontraba plenamente identificado y cubierta hasta 2011; sin embargo, con motivo de la cantidad de eventos reclamados a la aseguradora por robo y vandalismo en plataformas marinas y la falta de sistemas de monitoreo, control y vigilancia de dichas instalaciones que controlen el riesgo, el 10 de enero de 2011, la aseguradora emitió una reserva de derechos, mediante la cual condicionó la cobertura de las plataformas involucradas con fundamento en las provisiones sobre grabación de riesgo establecida en la Ley sobre el Contrato de Seguro. Debido a que no era posible colocar la cobertura para ese riesgo en el mercado, no fue posible contratarla para años posteriores.

Al respecto, el 25 de enero de 2019, la Gerencia de Enlace con Instancias Revisoras de PEMEX proporcionó respuesta de la Gerencia de Seguros y Fianzas de PEMEX, en la cual informó que sugiere considerar la posibilidad de contratar un producto (póliza integral), que incluya aquellas consideraciones para mitigar el riesgo de robo o vandalismo de plataformas, sus equipos o sus partes. Por ello, en el primer semestre de 2019, se iniciará la contratación de la póliza integral para PEMEX y sus EPS’s, por lo que se solicitará a las EPS’s la información relacionada con los bienes y riesgos asegurables; en ese momento, cada empresa, particularmente PEP, deberá manifestar sus necesidades de aseguramiento, en el caso concreto de la cobertura de robo en plataformas, considerando las acciones de carácter preventivo realizadas por PEP. La Gerencia de Seguros y Fianzas verificará la disponibilidad de algún producto/cobertura disponible en el mercado asegurador.

Con lo anterior no se atiende la observación, ya que no se establecen las acciones que se implementarán para mejorar los sistemas de monitoreo, control y vigilancia de las instalaciones costa afuera, a fin de controlar el riesgo de robo en plataformas, y contar con cobertura de dicho riesgo.

Conviene mencionar que en el resultado núm. 8 de la auditoría núm. 486-DE denominada “Recuperación y Puesta en Marcha de las Plataformas de Producción y Perforación que fueron objeto de vandalismo” se presentan temas relacionados con el aseguramiento de los bienes de las plataformas.

En conclusión:

- a) El Activo Integral de Producción Bloque AS01-01, antes Cantarell de PEP (responsable de la guarda y conservación de los bienes), en marzo de 2016 realizó acciones para resguardar las instalaciones del Centro de Procesos Akal-N de actos vandálicos; sin embargo, no

continuó con dichas acciones, ya que no solicitó personal adicional para proteger el Centro de Procesos Akal-N, a partir de que en octubre de ese año, solicitó que el personal de seguridad se reubicara en la Plataforma Akal-CI. Por haberse registrado esta observación en ejercicios anteriores a 2017, se emitió una Solicitud de Intervención de la Unidad de Responsabilidades en Petróleos Mexicanos.

- b) El 7 de diciembre de 2017, se publicó en el DOF un Acuerdo en el cual se establece que los pozos, plataformas y demás instalaciones para la exploración y extracción de hidrocarburos, contarán de manera individual con una zona de seguridad a 5,000 metros alrededor de los agrupamientos en los que se concentren pozos, plataformas y demás instalaciones para la exploración y extracción de hidrocarburos establecidos en los polígonos I a IV, y de 2,500 metros alrededor de los pozos, plataformas y demás instalaciones que queden fuera dichos polígonos. Con este acuerdo se amplió el área de restricción como una acción preventiva, a fin de evitar que las embarcaciones y aeronaves ajenas a PEMEX se acerquen a las instalaciones petroleras. Sin embargo, a la fecha (octubre de 2018) del presente informe, éstas continúan presentando eventos de vandalismo a la infraestructura petrolera.
- c) Durante 2016 y 2017, de 14 intrusiones registradas en el sistema RECIO, PEP presentó cuatro denuncias de hechos ante el Ministerio Público que incluyeron 5 de ellas; de los 9 eventos restantes, PEP no proporcionó evidencia de denuncia. El área jurídica informó que no tiene acceso ni control de los eventos que el personal de las áreas de PEP registra en el sistema RECIO, sino hasta que le son comunicados y documentados con los requisitos necesarios, para ejercer las acciones legales competentes.

Por haberse registrado esta observación en ejercicios anteriores a 2017, se emitió una Solicitud de Intervención de la Unidad de Responsabilidades en Petróleos Mexicanos.

Además, de las tres denuncias restantes, los hechos ocurrieron en 2017, se constató que entre el evento y la presentación de la denuncia por el área jurídica de PEP trascurrieron de 1 a 436 días.

- d) PEMEX contrató con Mapfre Tepeyac, S.A. dos pólizas de seguro integrales: una con vigencia de junio 2015 a mayo 2017, y la otra de junio 2017 a junio 2019, bajo la cobertura integral “Todo Bien, Todo Riesgo”, en las que se excluyó el robo de plataformas, sus equipos o sus partes debido al incremento de eventos reclamados a la aseguradora por robo y vandalismo en plataformas marinas, y a la falta de sistemas de monitoreo, control y vigilancia de dichas instalaciones que controlen el riesgo, por lo cual a PEMEX no le fue posible colocar en el mercado la cobertura para ese riesgo.

Conviene mencionar que en los resultados núms. 6, 7 y 8 de la auditoría núm. 486-DE denominada “Recuperación y Puesta en Marcha de las Plataformas de Producción y Perforación que fueron objeto de vandalismo” se presentan temas relacionados con las acciones de seguridad y vigilancia, así como denuncias legales y seguros.

2017-0-09100-15-0485-01-001 **Recomendación**

Para que la Secretaría de Comunicaciones y Transportes en el ámbito de sus atribuciones, implemente las medidas de control para vigilar, supervisar y controlar el tráfico aéreo y marítimo en las zonas de seguridad, a fin de cumplir el “Acuerdo Secretarial número 552

mediante el cual se crea el Centro de Control de Tráfico Marítimo (CCTM) de la Sonda de Campeche, publicado en el Diario Oficial de la Federación el 10 de enero de 2019", con objeto de salvaguardar las zonas establecidas en las Reglas de Operación del CCTM y abatir los eventos de vandalismo en la infraestructura petrolera.

2017-0-13100-15-0485-01-001 Recomendación

Para que la Secretaría de Marina en el ámbito de sus atribuciones, implemente las medidas de control para vigilar, supervisar y controlar el tráfico aéreo y marítimo en las zonas de seguridad, a fin de cumplir el "Acuerdo Secretarial número 552 mediante el cual se crea el Centro de Control de Tráfico Marítimo (CCTM) de la Sonda de Campeche, publicado en el Diario Oficial de la Federación el 10 de enero de 2019", con objeto de salvaguardar las zonas establecidas en las Reglas de Operación del CCTM y abatir los eventos de vandalismo en la infraestructura petrolera.

2017-6-90T9G-15-0485-01-003 Recomendación

Para que Pemex Exploración y Producción implemente las acciones a fin de que los eventos (intrusión de personal ajeno a Petróleos Mexicanos) que se presenten en todas las plataformas se registren en el Sistema de "Rastreo de Eventos y Condiciones Inseguras Operativas", y se denuncien ante el Ministerio Público en tiempo y forma, con objeto de que se realicen las investigaciones correspondientes y se deslinden responsabilidades.

2017-6-90T9G-15-0485-01-004 Recomendación

Para que Pemex Exploración y Producción revise y actualice el estado que guarda el sistema de monitoreo, control y vigilancia de las plataformas marinas, así como de las acciones y programas para resolver el problema del robo y vandalismo, a fin de controlar el riesgo, e incluir el robo de plataformas, sus equipos o sus partes en las pólizas que amparen el desarrollo de las operaciones de Petróleos Mexicanos, sus empresas productivas subsidiarias, organismos subsidiarios, empresas del grupo PMI y filiales, con cobertura de daño físico directo a todo bien, todo riesgo en tierra y mar y la responsabilidad civil general, a fin de cubrir el patrimonio de la Empresa Productiva del Estado.

2017-9-90T9N-15-0485-08-001 Promoción de Responsabilidad Administrativa Sancionatoria

La Auditoría Superior de la Federación emite la Promoción de Responsabilidad Administrativa Sancionatoria para que la Unidad de Responsabilidades en Petróleos Mexicanos o su equivalente realice las investigaciones pertinentes y, en su caso, inicie el procedimiento administrativo correspondiente por las irregularidades de los servidores públicos que en su gestión no se ajustaron al principio de eficiencia que regula la actuación de los servidores públicos, ya que no informaron con oportunidad los eventos de intrusión que se presentaron en el Centro de Procesos Akal-N, al transcurrir hasta 436 días entre el evento y la presentación de la denuncia correspondiente ante el Ministerio Público.

11. Proceso de desincorporación de las instalaciones

En noviembre de 2015, Pemex Exploración y Producción consideró al Centro de Procesos Akal-N como un activo improductivo debido a la declinación de la producción de gas y petróleo del

yacimiento Akal, por lo que, la Subdirección de Producción Bloques Aguas Someras AS01, antes Región Marina Noreste de PEP, daría inicio al proceso de desincorporación del centro.

La infraestructura que se desincorporara podría realizarse mediante las gestiones siguientes:

- Desincorporación o desmantelamiento
- Traslado de unidades completas (transferir a otros activos de producción)
- Traslado de componentes (transferir a otros activos de producción)
- Arrecife artificial (inmersión total)

En diciembre de 2015, la Subdirección de Producción Bloques Aguas Someras AS01, antes Región Marina Noreste de PEP, informó a la Gerencia de Apoyo a la Operación Marina sobre el cierre definitivo del Centro de Procesos Akal-N, y le solicitó la suspensión de los servicios que le brindaban a partir del 15 de enero de 2016.

Como parte de la optimización de los activos fijos de la Subdirección de Producción Bloques Aguas Someras AS01, antes Región Marina Noreste, en marzo de 2016, se inició el proyecto de desincorporación del Centro de Procesos Akal-N, en el cual la Coordinación de Proyectos Región Marinas solicitó a la Gerencia de Administración Patrimonial de Bienes Muebles, la verificación y validación de los documentos para su desincorporación, la solicitud de dictamen de no utilidad de bienes muebles, así como dictámenes de no utilidad y soportes técnicos.

En marzo de 2017, la Subdirección de Administración Patrimonial, en atención a la solicitud de venta por cuenta y orden de bienes muebles no útiles, devolvió a la Subdirección de Producción Bloques Aguas Someras AS01, antes Región Marina Noreste, los documentos de las plataformas habitacional, de producción y perforación al Activo Integral de Producción Bloque Aguas Someras AS01-01, antes Cantarell, por no reunir los requisitos, o por carecer de la documentación requerida de acuerdo con el Capítulo 11 “Dictamen para la Desincorporación y Enajenación de Bienes Inmuebles” de los “Procedimientos para la Administración y Disposición de Bienes”, para iniciar la enajenación por cuenta y orden del propietario.

En febrero de 2018, el Activo Integral de Producción Bloque Aguas Someras AS01-01, antes Cantarell, envió a la Subdirección de Administración Patrimonial la solicitud de dictamen de no utilidad de bienes de las plataformas de producción y habitacional, así como el soporte técnico de las solicitudes.

La Subdirección de Administración Patrimonial informó que, a junio de 2018, no se había concretado ninguna solicitud de enajenación de las instalaciones del Centro de Procesos Akal-N. En el Reporte del Sistema de Enajenación de Bienes se registró lo siguiente:

- Tres solicitudes de enajenación devueltas mediante oficio por no reunir los requisitos, o carecer de la documentación requerida de acuerdo con la normativa para iniciar la enajenación por cuenta y orden del propietario (plataforma habitacional con equipos y componentes; plataforma de perforación y plataforma de producción, ambas con equipos y componentes).
- Cinco dictámenes de no utilidad registrados no autorizados por la instancia correspondiente de la línea de negocio, de conformidad con las disposiciones aplicables

(dos estaciones de separación de crudo y gas perforación con equipos y componentes; dos estaciones de recolección de crudo con equipos y componentes, y separador remoto).

- Tres registros cancelados por la línea de negocio (plataforma marina habitacional y puente de interconexión y subestructura, plataforma marina habitacional, con helipuerto, puente de interconexión y subestructura; y plataforma habitacional y componentes).
- Un intento de registro inconcluso sin dictamen de no utilidad (separador remoto).

Al respecto, el Activo Integral de Producción Bloque AS01-01, antes Cantarell, informó que su función principal es producir hidrocarburos de manera segura y eficiente en las instalaciones de producción; además, el proceso de desincorporación de un centro de procesos integral es una gestión poco común, ya que Akal-N es el primer Centro de Procesos en el Golfo de México que está efectuando dicho trámite. El proceso es complejo, ya que involucra a varias áreas de PEMEX, donde cada una realiza sus procesos con sus tiempos establecidos.

Actualmente, en dicha actividad participa un grupo multidisciplinario bajo la coordinación de la Gerencia de Coordinación Operativa de la Subdirección de Producción Bloques Aguas Someras-01. Asimismo, el Activo Integral de Producción Bloque AS01-01, antes Cantarell, informó que *“en este proceso, se tienen que ejecutar actividades operativas y administrativas, tales como identificación de los equipos, ductos, recipientes, sistemas y demás accesorios a desincorporar, dictaminar el estado de equipos e instalaciones, acondicionar para que puedan ser retirados de manera segura incluyendo la propia estructura y subestructura sobre la que están instalados, así como la parte documental administrativa...”*

En el artículo 29 de los *“Lineamientos para la Administración y Disposición de los Bienes Muebles e Inmuebles, así como para la Adquisición de Bienes Inmuebles de Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias”*, se establece que *“el Área Patrimonial elaborará conjuntamente con el Área Usuaria, el Dictamen que sustentará la solicitud de autorización para la desincorporación del régimen de dominio público de la Federación y la solicitud de enajenación se presentarán ante el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos, la cual deberá contener los motivos y necesidades que justifiquen su conveniencia atendiendo a los intereses económicos y operativos de la empresa”*.

A julio de 2018, el Centro de Procesos Akal-N del Activo Integral de Producción Bloque Aguas Someras AS01-01, antes Cantarell Activo, no se ha desincorporado.

Por lo anterior, en tanto no se desincorporen las instalaciones del Centro de Procesos Akal-N, el Activo Integral de Producción Bloque Aguas Someras AS01-01, antes Cantarell, seguirá siendo el responsable de su guarda y custodia.

En conclusión, en noviembre de 2015, PEP consideró al Centro de Procesos Akal-N como un activo improductivo debido a la declinación de la producción de gas y petróleo del yacimiento Akal, por lo que, en marzo de 2016, la Subdirección de Producción Bloques Aguas Someras AS01, antes Región Marina Noreste de PEP, inició la desincorporación del Centro de Procesos Akal-N y solicitó a la Gerencia de Administración Patrimonial de Bienes Muebles la validación de los documentos para su desincorporación. En marzo de 2017, la Subdirección de Administración Patrimonial devolvió la documentación a la Subdirección de Producción

Bloques Aguas Someras AS01, antes Región Marina Noreste, por no reunir los requisitos previstos en los “Procedimientos para la Administración y Disposición de Bienes”. A junio de 2018, dicho centro no ha sido desincorporado.

Al respecto, el 8 de enero de 2019, la Gerencia de Enlace con Instancias Revisoras de PEMEX proporcionó respuesta de la Subdirección de Producción Bloques Aguas Someras 01, en la que informó que el Activo Integral de Producción Bloque AS01-01, antes Cantarell, está desarrollando una estrategia y un programa de trabajo con todas las áreas responsables involucradas en el proceso, a fin de estipular las fechas de término de la enajenación o desincorporación del Centro de Procesos Akal-N, aún no se concluye debido a la complejidad de las actividades físicas, normativas y legales que se necesitan para que los bienes puedan ser transferidos o vendidos, y evitar que, por el transcurso del tiempo, se deterioren y pierdan valor.

Además, el Activo Integral de Producción Bloque AS01-01, antes Cantarell, informó que, una vez que se tenga establecido dicho programa, convocará al enlace de Administración Patrimonial para que verifique las actividades normativas y legales, a fin de revisarlas de acuerdo con su ámbito de competencia, y así estar condiciones de presentarlas a la Subdirección de Administración Patrimonial para transferir o vender dichos bienes.

Lo anterior no solventa la observación, ya que el Activo Integral de Producción Bloque AS01-01, antes Cantarell, de Pemex Exploración y Producción, aún no cuenta con un programa que precise las fechas compromiso para concluir el proceso de enajenación o desincorporación del Centro de Procesos Akal-N.

2017-6-90T9G-15-0485-01-005 **Recomendación**

Para que Pemex Exploración y Producción por conducto del Activo Integral de Producción Bloque AS01-01, antes Cantarell, y Petróleos Mexicanos, por medio de la Subdirección de Administración Patrimonial, definan y concreten la desincorporación de las instalaciones del Centro de Procesos Akal-N, a fin de que los bienes puedan ser transferidos o vendidos, y evitar que, por el transcurso del tiempo, se deterioren y pierdan valor.

12. Cuenta Pública

En el Módulo de Seguimiento de Programas y Proyectos de Inversión de la SHCP, en el “Detalle de Programas y Proyectos de Inversión” de la Cuenta Pública, Pemex Exploración y Producción (PEP) reportó los montos asignados para el Proyecto Cantarell, como sigue:

DETALLE DE PROGRAMAS Y PROYECTOS DE INVERSIÓN, 2017

(Miles de pesos)

Tipos de proyectos	Clave	Importe		
		Aprobado	Modificado	Pagado
Cantarell	020 96 020	15,978,729.8	16,798,898.4	16,799,500.7

FUENTE: Detalle de programas y proyectos de inversión presentados en la Cuenta Pública 2017.

PEP recibió 16,799,500.7 miles de pesos de presupuesto para cubrir los gastos para la explotación y comercialización de petróleo crudo y gas asociado relacionados con el Proyecto Cantarell, de los cuales, de conformidad con el Clasificador por Objeto del Gasto para la Administración Pública Federal, el organismo los clasificó en las partidas correspondientes, como se muestra a continuación:

CLASIFICADOR POR OBJETO DEL GASTO PROYECTO CANTARELL, 2017
(Miles de pesos)

Concepto	Monto
Mobiliario	115.8
Administración	125.5
Mobiliario y Equipo Industrial	13,862.7
Construcción de obras	<u>16,785,396.7</u>
Total	<u>16,799,500.7</u>

FUENTE: Información proporcionada por Pemex Exploración y Producción.

En cuanto a los ingresos, en el estado de resultados integral PEP reportó 762,637,362.0 miles de pesos por la venta de petróleo crudo y gas asociado interempresas, de exportación e ingresos por servicios, por los años terminados el 31 de diciembre de 2017 y 2016, como sigue:

VENTAS NETAS DE PETRÓLEO CRUDO Y GAS ASOCIADO, 2017 Y 2016
(Miles de pesos)

Concepto	2017	2016
Interempresas	375,664,962.0	327,182,139.0
Exportación	380,461,147.0	288,625,794.0
Ingresos por servicios	<u>6,511,253.0</u>	<u>572,682.0</u>
Total	<u>762,637,362.0</u>	<u>616,380,615.0</u>

FUENTE: Estados de resultados integral por los años terminados el 31 de diciembre de 2017 y 2016 de Pemex Exploración y Producción.

En conclusión, en el Detalle de Programas y Proyectos de Inversión de la Cuenta Pública 2017, PEP presentó los montos asignados al Proyecto Cantarell y los registró en las partidas establecidas en el clasificador por Objeto del Gasto para la Administración Pública Federal, y los ingresos en sus estados de resultados.

Resumen de Observaciones y Acciones

Se determinaron 4 observaciones las cuales generaron: 8 Recomendaciones y 1 Promoción de Responsabilidad Administrativa Sancionatoria.

Adicionalmente, en el transcurso de la auditoría se emitió(eron) oficio(s) para solicitar la intervención del Órgano Interno de Control y de la(s) autoridad(es) recaudatoria(s) con motivo de 1 irregularidad(es) detectada(s).

Dictamen

El presente dictamen se emite el 07 de febrero de 2019, fecha de conclusión de los trabajos de auditoría, la cual se practicó sobre la información proporcionada por la entidad fiscalizada y de cuya veracidad es responsable. Con base en los resultados obtenidos en la auditoría practicada, cuyo objetivo fue fiscalizar la gestión financiera para verificar la producción, la inversión, los ingresos y la rentabilidad relativos al desarrollo y la explotación del proyecto; asimismo, verificar su registro y presentación en la Cuenta Pública, de conformidad con la normativa, y específicamente respecto de la muestra revisada que se establece en el apartado relativo al alcance, se concluye que, en términos generales, Pemex Exploración y Producción (PEP), Petróleos Mexicanos (PEMEX) y la Comisión Nacional de Hidrocarburos cumplieron con las disposiciones legales y normativas que son aplicables a la producción y venta de petróleo crudo y gas asociado, su cuantificación, valuación y registro, así como a la rentabilidad del Proyecto, en relación con los ingresos y egresos, excepto por los aspectos observados siguientes:

Declinación de producción

- En 2017, la tasa de declinación de la producción de petróleo crudo del Proyecto Cantarell mostró una tendencia a la baja, fue de -18.4%, la cual es más pronunciada que la presentada en el ámbito nacional de -9.8%.

Desincorporación de plataformas

- En noviembre de 2015, PEP consideró al Centro de Procesos Akal-N como un activo improductivo, por lo cual, en marzo de 2016, inició su desincorporación. A junio de 2018, dicho centro no ha completado el proceso de desincorporación.
- Durante 2016 y 2017, PEP registró 14 eventos en el Sistema de Rastreo y Condiciones Inseguras Operativas y presentó siete denuncias de hechos ante el Ministerio Público, de las cuales, cuatro incluyen cinco eventos; de los nueve eventos restantes, PEP no proporcionó evidencia de denuncia ante el Ministerio Público. De los cinco eventos denunciados entre la fecha en que fueron registrados y la presentación de la denuncia, transcurrieron de 1 a 688 días.

Supervisión y vigilancia

- Los Estados Financieros de PEMEX no reflejan el valor real de los activos, ya que no consideró el deterioro físico del Centro de Procesos Akal-N, en incumplimiento de la NIC 36 "Deterioro del valor de los activos". PEP carece de un procedimiento que norme el envío de información a PEMEX para determinar el deterioro físico y el valor razonable de los activos fijos.
- En diciembre de 2017, se publicó un Acuerdo en el cual se establece que los pozos, plataformas y demás instalaciones para la exploración y extracción de hidrocarburos, contarán una zona de seguridad de 5,000 metros alrededor de los agrupamientos y de manera individual con una zona de seguridad de 2,500 metros a su alrededor; sin embargo, a la fecha (octubre de 2018) del presente informe continúan los eventos de vandalismo a la infraestructura petrolera.

- PEMEX contrató con Mapfre Tepeyac, S.A. dos pólizas de seguro integrales: una con vigencia de junio 2015 a mayo 2017, y la otra de junio 2017 a junio 2019, bajo la cobertura integral “Todo Bien, Todo Riesgo”, en las que se excluyó el robo de plataformas, sus equipos o sus partes debido al incremento de eventos reclamados a la aseguradora por robo y vandalismo en plataformas marinas, y a la falta de sistemas de monitoreo, control y vigilancia de dichas instalaciones que controlen el riesgo, por lo cual a PEMEX no le fue posible colocar en el mercado la cobertura para ese riesgo.

Servidores públicos que intervinieron en la auditoría:

Director de Área

Director General

Jesús Caloca Moreno

Rubén Medina Estrada

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. Verificar que los volúmenes de producción de hidrocarburos e ingresos se correspondieron con los estimados.
2. Verificar que los hidrocarburos extraídos de los campos del proyecto cumplieron con la calidad convenida.
3. Verificar que los equipos de medición de los volúmenes de hidrocarburos cumplieron con las especificaciones técnicas establecidas en la normativa.
4. Verificar que las inversiones autorizadas para el Proyecto Cantarell se efectuaron de acuerdo con lo programado.
5. Verificar que las estrategias implantadas coadyuvaron a mantener la plataforma de producción, así como la administración y control de la declinación de la producción.
6. Comprobar que los gastos a cargo del proyecto contaron con el soporte documental, y coincidieron con los estimados, a fin de determinar, en su caso, las desviaciones.

7. Verificar la rentabilidad del proyecto a partir de la inversión y los ingresos obtenidos.
8. Verificar que las actividades del proyecto incrementaron la tasa de restitución de reservas, la relación reserva/producción y el factor de recuperación de sus campos, así como la disminución de los costos de producción.
9. Verificar el cumplimiento del proyecto en materia de seguridad industrial y protección ambiental.
10. Verificar la razonabilidad de las cifras presentadas en estados financieros, así como el registro y presentación en la Cuenta Pública.

Áreas Revisadas

El Activo Integral de Producción Bloque AS01-01; la Subdirección de Producción Bloques Aguas Someras AS01; la Coordinación de Proyectos de Inversión del Activo Integral de Producción Bloque AS01-01; la Subdirección de Seguridad, Salud en el Trabajo y Protección Ambiental y la Subdirección de Administración del Portafolio Regional, todas pertenecientes a Pemex Exploración y Producción; la Subdirección de Presupuesto de la Dirección Corporativa de Finanzas de Petróleos Mexicanos, y la Unidad Técnica de Extracción de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

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: Norma de Referencia NRF-111-PEMEX-2012, sección 8.3.3 "Servicios de calibración y pruebas", apartado 8.3.3.1.

Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, artículo 8.

Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos, artículo 7.

Plan Estratégico de Medición Activo Cantarell.

Norma Internacional de Contabilidad (NIC) 16.

Marco Conceptual de las Normas Internacionales de Información Financiera.

Norma Internacional de Contabilidad (NIC) 36.

Acuerdo Secretarial número 552 mediante el cual se crea el Centro de Control de Tráfico Marítimo (CCTM) de la Sonda de Campeche, publicado en el Diario Oficial de la Federación el 10 de enero de 2019.

Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, artículo 109, fracción III, 113; Ley Federal de Responsabilidades Administrativas de los Servidores Públicos, artículo 7; en relación con el artículo Tercero Transitorio de la Ley General de Responsabilidades Administrativas publicada en el Diario Oficial de la Federación el 18 de julio de 2016.

Fundamento Jurídico de la ASF para Promover Acciones

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.