

Pemex-Exploración y Producción**Tendencias de la Producción de Petróleo Crudo y Gas**

Auditoría Financiera y de Cumplimiento: 10-1-18T4L-02-0729

DE-156

Criterios de Selección

Esta auditoría se seleccionó con base en los criterios generales y particulares establecidos en la Normativa Institucional de la Auditoría Superior de la Federación para la planeación específica utilizada en la integración del Programa Anual de Auditorías para la Fiscalización Superior de la Cuenta Pública 2010, considerando la importancia, pertinencia y factibilidad de su realización.

Objetivo

Fiscalizar el resultado de la inversión en recuperación secundaria de la producción del Activo Integral Cantarell y de la inversión en el Activo Integral Aceite Terciario del Golfo (Chicontepec), así como la razonabilidad de los estudios para la recuperación secundaria y consecuente reactivación de pozos en campos maduros, el costo beneficio de las inversiones en esos campos y el cumplimiento de objetivos y metas.

Alcance

Universo Seleccionado:	47,708,182.5 miles de pesos
Muestra Auditada:	10,917,567.5 miles de pesos
Representatividad de la Muestra:	22.9 %

Las inversiones en recuperación secundaria del Activo Integral Cantarell fueron por 1,059,009.2 miles de pesos, en el Activo Integral Aceite Terciario del Golfo por 25,065,700.3 miles de pesos y en campos maduros por 21,583,473.0 miles de pesos. Lo anterior totalizó 47,708,182.5 miles de pesos, de los cuales se revisaron 1,002,779.6, 2,645,362.4 y 7,269,425.5 miles de pesos, respectivamente, que totalizaron 10,917,567.5 miles de pesos, el 22.9%.

Resultados**1. *Evolución de la producción de petróleo crudo y gas natural***

Petróleos Mexicanos (PEMEX), considerada como una de las empresas productoras de petróleo y gas más importantes en el mundo, inició operaciones el 7 de junio de 1938, una vez decretada la expropiación de los bienes muebles e inmuebles de 17 compañías petroleras en favor de la Nación.

En el artículo 4, párrafo primero, de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 29 de noviembre de 1958, vigente en 2010, se establece que “la Nación llevará a cabo la exploración y la explotación del petróleo y las demás actividades a que se refiere el artículo 3°, que se

consideran estratégicas en los términos del artículo 28, párrafo cuarto, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, por conducto de Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios”.

El 16 de julio de 1992, se crearon los organismos descentralizados de carácter técnico, industrial y comercial, con personalidad jurídica y patrimonio propio:

- Pemex Exploración y Producción (PEP).
- Pemex Refinación (PR).
- Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB).
- Pemex Petroquímica (PPQ).

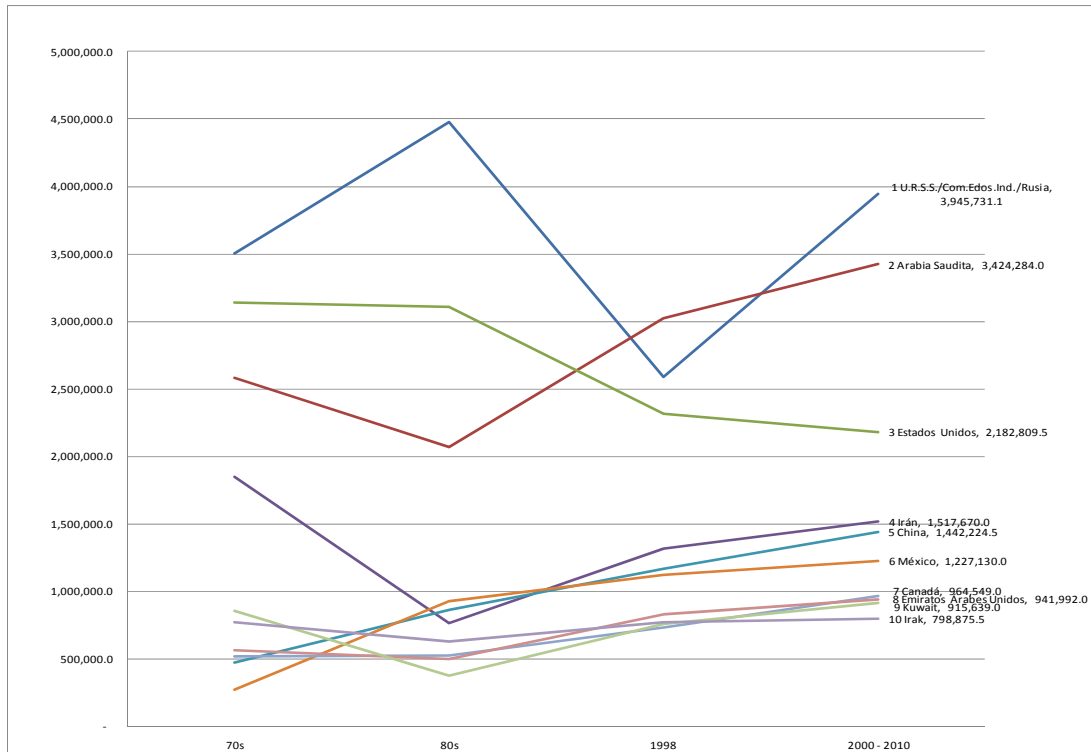
Conforme a los artículos tercero transitorio de la Ley de Petróleos Mexicanos y 3° de la Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios, PEP tiene por objeto la exploración y explotación del petróleo y el gas natural, así como su transportación, almacenamiento en terminales y comercialización.

En el artículo 3°, fracción I, de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo, se dispone que la industria petrolera abarca la exploración, explotación, refinación, el transporte, el almacenamiento, la distribución y las ventas de primera mano del petróleo, así como los productos que se obtengan de su refinación.

Hasta 2010 el total de los campos petroleros en México fue de 714, entre los que destaca Cantarell, por sus grandes volúmenes de producción, el cual fue descubierto en 1972 y se ubica en Campeche, aproximadamente a 70 kilómetros de la costa, en la zona conocida como Sonda de Campeche.

A partir de la explotación de este yacimiento, México se posicionó entre los 10 principales países productores de petróleo del mundo, con una producción promedio anual de 1,227,130.0 miles de barriles de petróleo crudo (MB), en el periodo 2000 a 2010, por encima de Canadá, Emiratos Árabes Unidos, Kuwait e Irak, como se muestra a continuación:

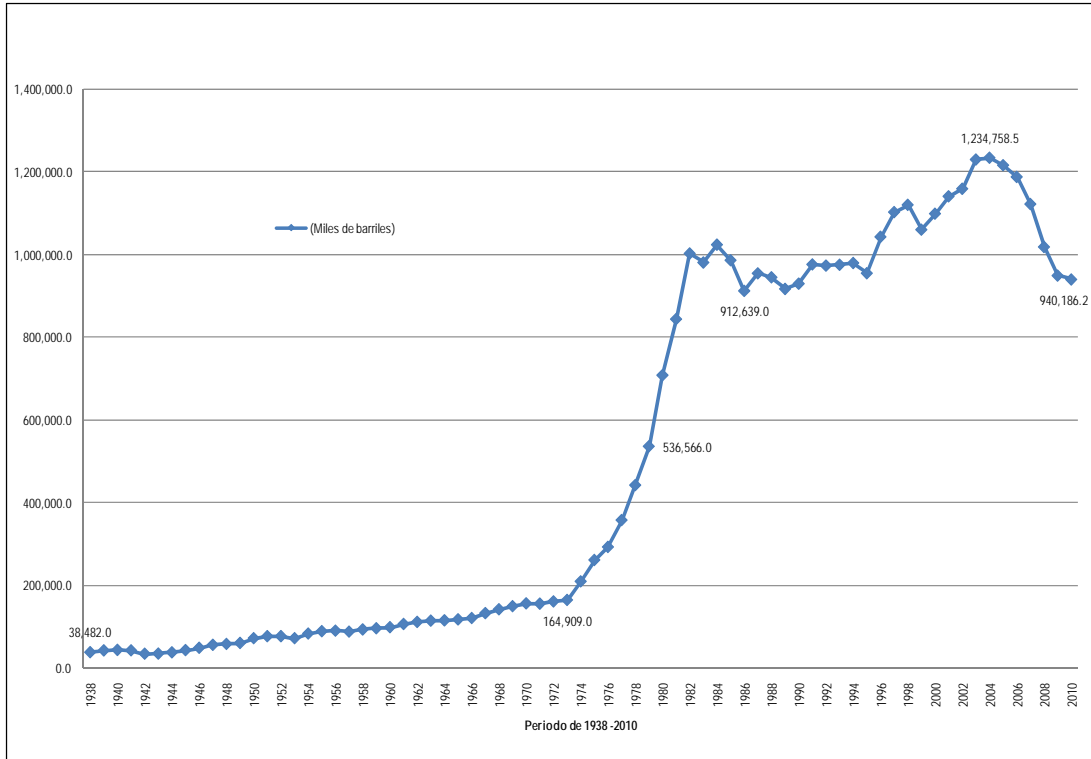
LOS 10 PRINCIPALES PAÍSES PRODUCTORES DE CRUDO 1970 -2010
(Miles de barriles)



FUENTE: Anuarios estadísticos de 1988, 1990, 1999 y de 2000 a 2011.

Sin embargo, a partir de 2004 la producción de petróleo crudo disminuyó de 1,234,758.5 MB a 940,186.2 MB para 2010, 23.9% menos, como se observa a continuación:

PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO CRUDO DE 1938 – 2010
(Miles de barriles)

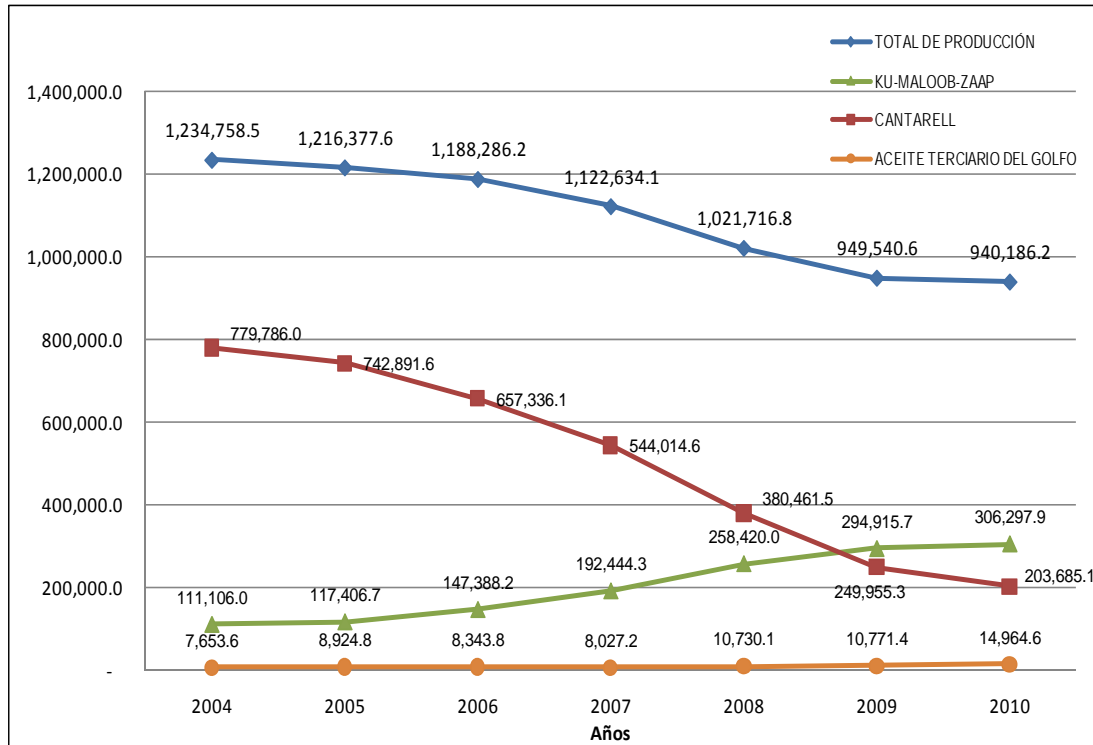


FUENTE: Anuarios estadísticos de PEMEX de 1988, 1999 y 2010.

A partir de 2004 la producción de petróleo crudo disminuyó de 1,234,758.5 MB a 940,186.2 MB para 2010, 23.9% menos, debido a que el campo Cantarell inició su proceso natural de declinación a partir de 2004.

En 2004, PEP alcanzó la cifra récord de producción de 1,234,758.5 MB en el año, debido a que la producción del Activo Integral Cantarell alcanzó niveles históricos, representó el 63.2% de la producción nacional, como se aprecia a continuación:

PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO CRUDO DE 2004 – 2010
 ACTIVOS INTEGRALES, CANTARELL, KU-MALOOB-ZAAP Y ACEITE TERCIARIO DEL GOLFO
 (Miles de barriles)



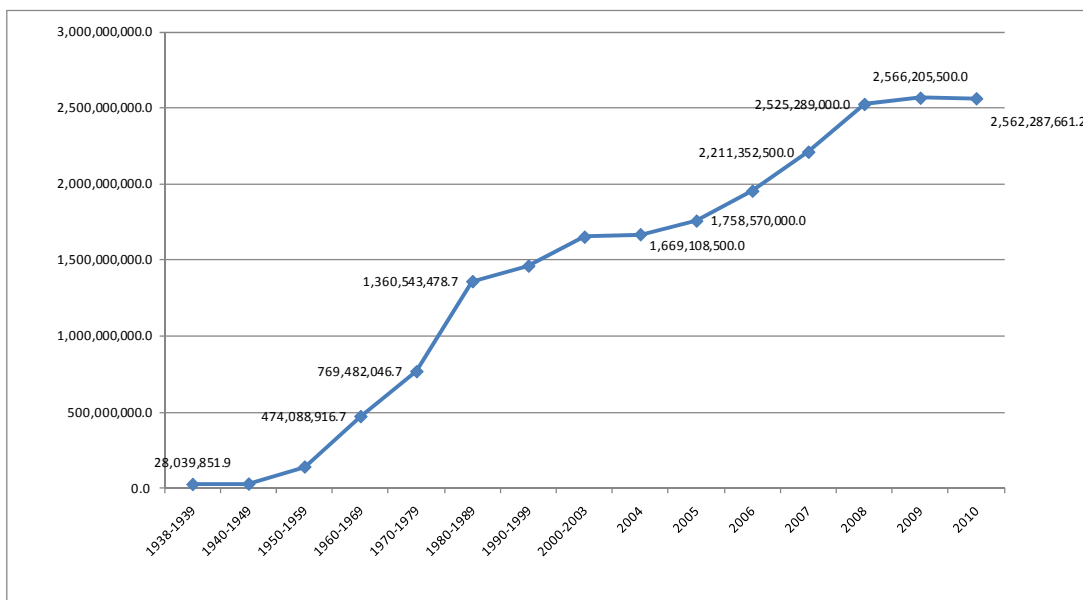
FUENTE: Oficio núm. PEP-SPE-GCG-177-2011 del 16 de febrero de 2011 emitido por la Gerencia de Control de Gestión de PEP y Anuario Estadístico de PEMEX 2011.

Dada la importancia de Cantarell en la producción de petróleo crudo en el país, su declinación impactó en la producción total. Para compensar dicha reducción se desarrollaron nuevos proyectos, entre otros Ku-Maloob-Zaap, que en 2010 tuvo una producción de petróleo crudo de 306,297.9 MB, el 32.6% del total de 940,186.2 MB y superior en 50.4% a la aportación de Cantarell, que reportaba una producción de 203,685.1 MB.

Respecto de la producción del Activo Integral Aceite Terciario del Golfo (AIATG)-Chicontepec, se tiene como antecedente que en 2004 la producción de petróleo crudo de los proyectos Amatitlán-Profeta-Tzaponemba-Vinazco y Agua Fría-Coapechaca-Tajín totalizó 7,653.6 MB y en 2010 fue de 14,964.6 MB, aumentó 95.5%. Estos proyectos se ampliaron y se denominaron AIATG en el acuerdo CAPEP-078/2007 de la Sesión Ordinaria 117 del Consejo de Administración de PEP celebrada el 1 de agosto de 2007, se estableció como propósito de ese Activo, desarrollar el área de Chicontepec con una superficie aproximada de 3,785 km², y un potencial de petróleo crudo y gas natural de 11,554,000.0 MB y 28,823.0 miles de millones de pies cúbicos (MMMPC) de gas en 2009, donde se esperaba aplicar tecnología nueva en materia de exploración y producción.

En lo que se refiere a los antecedentes de producción de gas natural, en 1938 y 1939 PEMEX produjo en promedio 28,039,851.9 miles de pies cúbicos (MPC) de gas natural; y de 1980 a 1989 produjo 1,360,543,478.7 MPC, lo que representó un aumento del 4,752.2%; la tendencia desde 1938 fue en aumento, y alcanzó su cifra récord de producción en 2009 con 2,566,205,500.0 MPC. En 2010, se produjeron 2,562,287,661.2 MPC, 0.2% menos respecto de 2009, como se observa a continuación:

PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL 1938 – 2010
(Miles de pies cúbicos)



FUENTE: Oficio núm. PEP-SPE-GCG-177-2011 del 16 de febrero de 2011 emitido por la Gerencia de Control de Gestión de PEP.

Conforme a lo expuesto, la tendencia de la producción de petróleo crudo es negativa, debido al agotamiento de Cantarell, mientras que la producción de gas natural ha mantenido su ritmo de crecimiento debido al incremento en la producción de los Activos Burgos y Macuspana.

A continuación se presenta el análisis de algunos elementos asociados a la producción de petróleo crudo y gas natural.

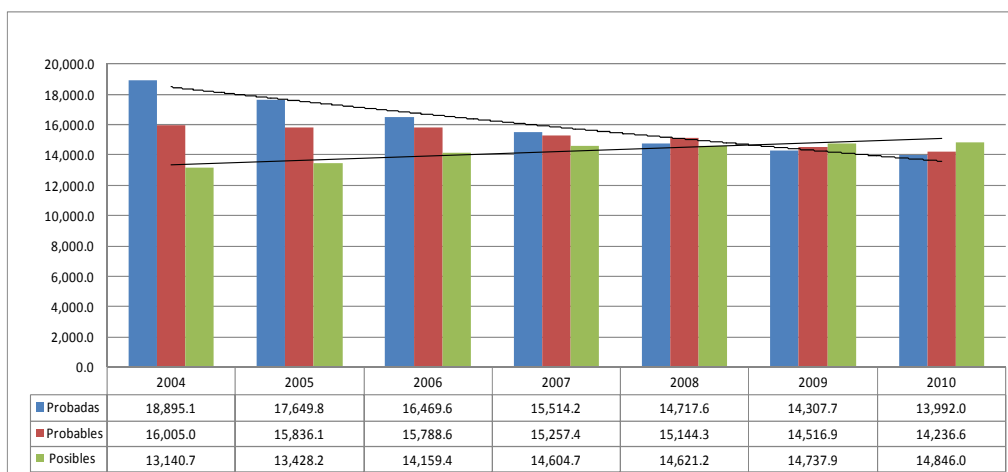
a) Reservas de hidrocarburos

La seguridad energética está relacionada con el ritmo de la producción actual y de las reservas probadas, probables y posibles de hidrocarburos. Éstas son las cantidades que se prevé se recuperarán comercialmente mediante la aplicación de proyectos de desarrollo y de acumulaciones conocidas (yacimientos), desde una cierta fecha en adelante, bajo condiciones definidas. Asimismo, las reservas de hidrocarburos deben satisfacer cuatro criterios:

- 1) Estar descubiertas.
- 2) Ser recuperables.
- 3) Ser comerciales.
- 4) Mantenerse sustentadas a la fecha de evaluación en uno o varios proyectos de desarrollo.
 - La Securities and Exchange Commission (SEC) define a las reservas probadas como cantidades estimadas de petróleo crudo, gas natural y sus líquidos, las cuales, de acuerdo con datos geológicos y de ingeniería, se estima con certidumbre razonable que serán recuperables comercialmente en años futuros de yacimientos conocidos, bajo condiciones económicas, métodos operacionales (tecnologías de producción) y regulaciones gubernamentales existentes a una fecha específica. Estas reservas se clasifican en reserva probada desarrollada y no desarrollada.
 - Las reservas probables son reservas cuyo análisis de datos geológicos y de ingeniería sugiere que tienden a ser comercialmente recuperables, e incluyen aquellas reservas más allá del volumen probado, donde el conocimiento del horizonte productor es insuficiente para clasificarlas como probadas. También se incluyen en esta clasificación aquellas reservas ubicadas en formaciones que parecen ser productoras y que son inferidas mediante registros geofísicos, pero carecen de datos de núcleos o pruebas definitivas; además, de no ser análogas a formaciones probadas en otros yacimientos.
 - En cuanto a los procesos de recuperación secundaria y/o mejorada, las reservas atribuibles a estos procesos son probables cuando un proyecto o prueba piloto ha sido planeado pero aún no ha sido implementado, y cuando las características del yacimiento parecen favorables para una aplicación comercial.
 - Las reservas posibles se refieren a los volúmenes de hidrocarburos, cuya información geológica y de ingeniería sugiere que es menos factible su recuperación comercial que las reservas probables.

En el anuario estadístico de 2010, PEP informó que en ese año las reservas ascendieron a 43,074,600.0 miles de barriles de petróleo crudo equivalente (MBPCE), las cuales están integradas por reservas probadas, probables y posibles por 13,992,000.0, 14,236,600.0 y 14,846,000.0, MBPCE, respectivamente, como se muestra en la gráfica siguiente:

RESERVAS DE HIDROCARBUROS 2004-2010
(Millones de barriles de petróleo crudo equivalente)



FUENTE: Anuarios Estadísticos de PEMEX de 1999 al 2010.

Las reservas de hidrocarburos disminuyeron en el rubro “reservas probadas” de 18,895,100.0 MBPCE en 2004, a 13,992,000.0 MBPCE en 2010. En tanto, las reservas posibles aumentaron de 13,140,700.0 MBPCE en 2004, a 14,846,000.0 MBPCE en 2010.

De acuerdo con la Memoria de Labores de 2010 de Petróleos Mexicanos, las variaciones en las reservas se deben principalmente a las adiciones (variaciones originadas por descubrimientos a través de la perforación y terminación de pozos exploratorios y delimitadores), desarrollos (modificaciones a las reservas existentes por la perforación y terminación de pozos de desarrollo) y a las revisiones (rubro que agrupa diferentes situaciones que pueden originar modificaciones a las reservas, tales como cambios en el pronóstico de producción y en los precios de los hidrocarburos, actualizaciones a los modelos geológico-petrofísicos y de simulación de flujo de los campos, implantación de nuevas estrategias de explotación y modificaciones a las prácticas operativas, principalmente). Las variaciones por delimitación, desarrollos y revisiones pueden resultar en aumentos o disminuciones, mientras que las variaciones por incorporación exploratoria siempre serán incrementos.

Conforme a lo anterior, la administración óptima de los hidrocarburos dependerá del equilibrio entre la extracción de los mismos y la incorporación de nuevas reservas.

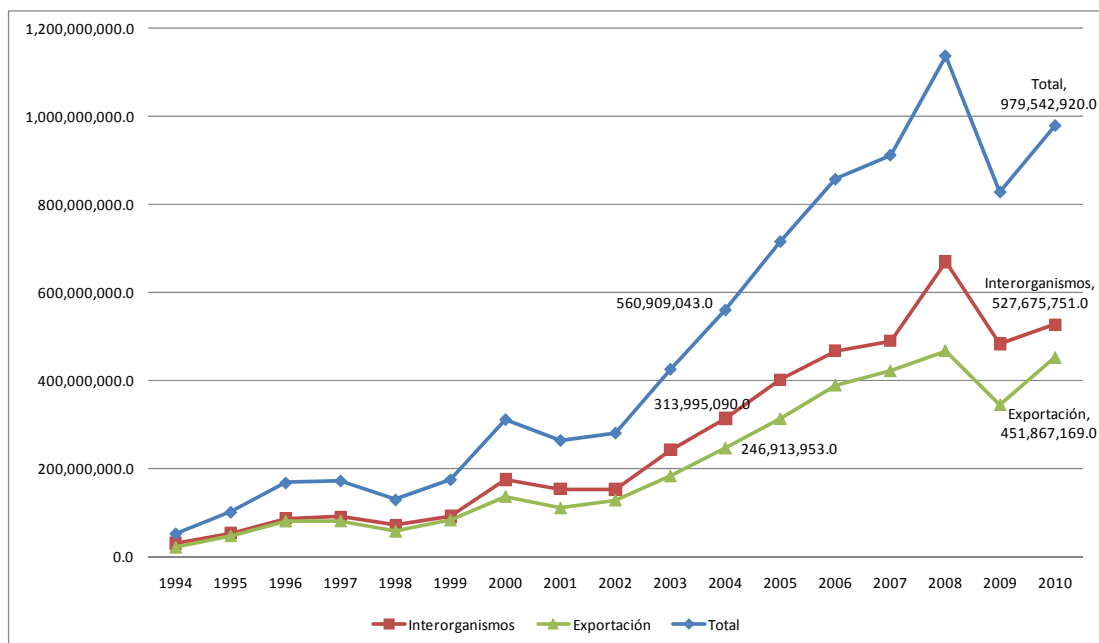
A su vez, para restituir las reservas será necesario ejecutar oportunamente las inversiones para mantener la capacidad productiva.

b) Ventas de hidrocarburos

En 2010, PEP reportó 979,542,920.0 miles de pesos por ventas, de los cuales 451,867,169.0 miles de pesos correspondieron a ventas de exportación realizadas por conducto de la compañía filial P.M.I Comercio Internacional, S.A. de C.V., y 527,675,751.0 miles de pesos de ventas nacionales realizadas a PREF, PGPB y PPQ.

Las ventas reportadas por PEP de 2004 a 2010 se incrementaron en 74.6%, como se muestra a continuación:

VENTAS DE PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN 1994 – 2010
(Miles de pesos)

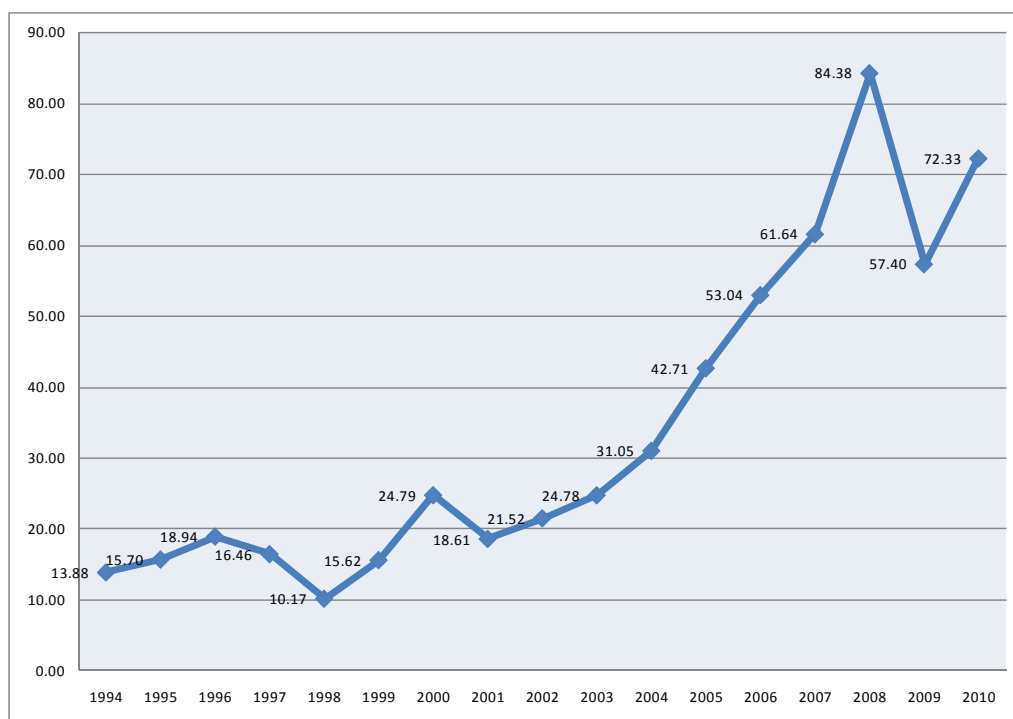


FUENTE: Oficio núm. PEP-SPE-GCG-831-2011 emitido por la Gerencia de Control de Gestión de PEP el 29 de junio de 2011.

En 2008, se registró el mayor monto de ingresos en ventas por 1,137,751,791.0 miles de pesos, debido a que en ese año se presentó una alza constante en el precio promedio anual del barril de petróleo crudo de exportación, el cual alcanzó un valor de 84.4 dólares por barril.

Cabe señalar que de 2001 a 2008 el precio promedio anual de exportación se incrementó de 18.6 dólares por barril hasta llegar a 84.4 dólares por barril y en 2009 sufrió un fuerte retroceso al llegar a 57.4 dólares por barril, lo que provocó una caída en los ingresos por ventas de petróleo, como se muestra a continuación:

PRECIO PROMEDIO ANUAL DE EXPORTACIÓN DE PETRÓLEO CRUDO 1994 - 2010
(Dólares por barril)



FUENTE: Anuarios estadísticos de PEMEX de 2011, 2000, 1988 y 1977.

Cabe señalar que con el propósito de protegerse de posibles caídas en los ingresos, ante la volatilidad en el precio del petróleo crudo, en el ejercicio 2000 se creó el Fondo de Estabilización de los Ingresos Petroleros.

En cuanto a los precios de venta nacionales, éstos siguieron la misma tendencia que los de exportación, ya que de conformidad con la Ley Federal de Derechos, vigente en 2010, el precio de venta para determinar los ingresos por las ventas de petróleo crudo no debe ser inferior al precio promedio anual ponderado de la mezcla de petróleo crudo mexicano de exportación del periodo correspondiente.

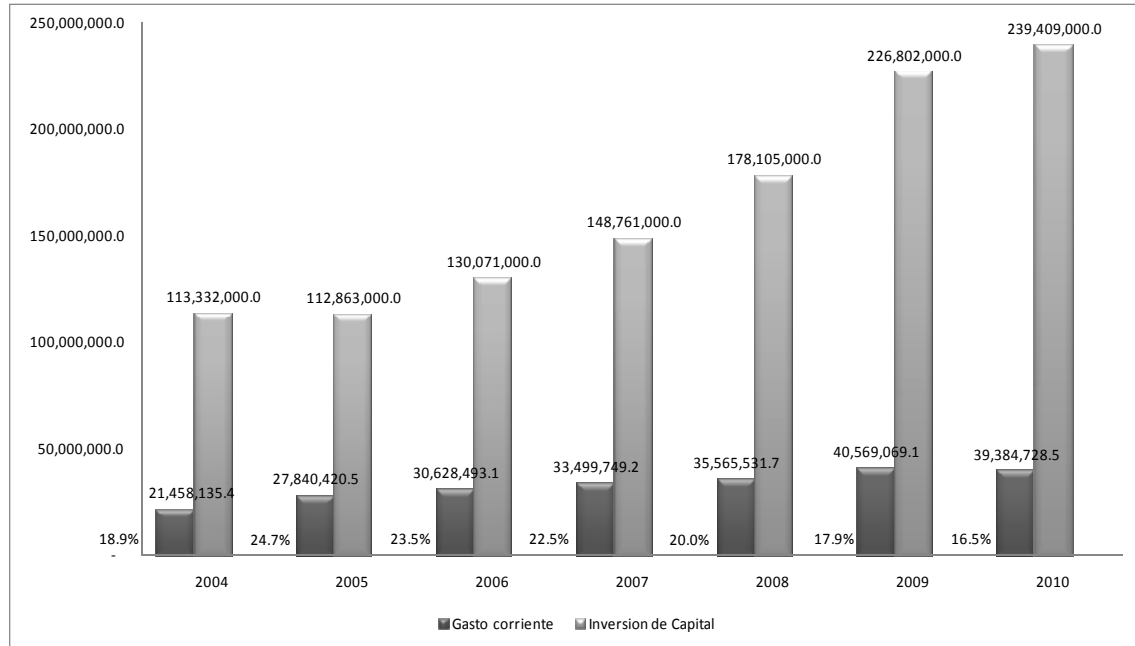
Asimismo, de acuerdo con la Ley Federal de Derechos, vigente en 2010, el precio para determinar los ingresos por las ventas de gas natural no debe ser inferior al precio del mercado internacional que al efecto fije la Secretaría de Hacienda y Crédito Público mediante la expedición de reglas de carácter general.

En 2010, los ingresos por ventas interorganismos de 527,675,751.0 miles de pesos se incrementaron en 9.1% respecto de los 483,688,730.0 miles de pesos del año anterior, debido principalmente al aumento del precio promedio anual de exportación, ya que pasó de 57.4 a 72.3 dólares por barril.

c) Aplicación de recursos financieros a gasto corriente e inversión

PEP incrementó sus inversiones de 2004 a 2010 en 126,077,000.0 miles de pesos que representó el 111.3% y en gasto corriente en el mismo periodo por 17,926,593.1 miles de pesos, el 83.5%, como se aprecia a continuación:

COMPARATIVO DE INVERSIÓN Y GASTO CORRIENTE DE 2004 A 2010 EN PEP
(Miles de pesos)



FUENTE: Oficio núm. PEP-SPE-GCG-831-2011 emitido por la Gerencia de Control de Gestión de PEP el 29 de junio de 2011.

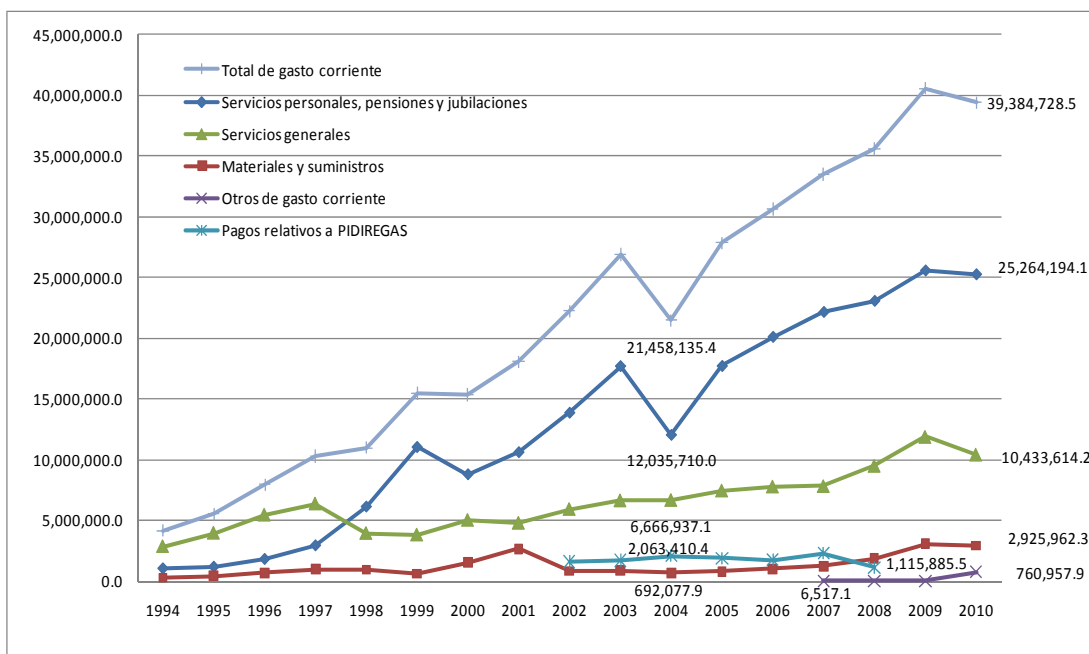
PEP informó que en 2010 ejerció 39,384,728.5 miles de pesos en gasto corriente, 2.9% menos que en 2009; sin embargo, la tendencia se observó a la alza en 83.5% respecto de 2004, y en 156.8% en relación con el 2000.

De 2004 a 2010, de los conceptos que incluye el gasto corriente, 4 mostraron incremento y uno disminución:

- Servicios personales, pensiones, jubilaciones, al pasar de 12,035,710.0 miles de pesos en 2004 a 25,264,194.1 miles de pesos en 2010, el 109.9%.
- Servicios generales, pasó de 6,666,937.1 miles de pesos en 2004 a 10,433,614.2 miles de pesos en 2010, el 56.5%.
- Materiales y suministros, pasó de 692,077.9 miles de pesos en 2004 a 2,925,962.3 miles de pesos en 2010, el 322.8%.
- El total de Otros conceptos de gasto corriente, pasó de 6,517.1 miles de pesos en 2007 a 760,957.9 miles de pesos en 2010, el 11,576.3%.

- Disminuyeron las erogaciones de gasto corriente por concepto de Proyectos de Infraestructura Productiva de Largo Plazo (PIDIREGAS), debido a que este mecanismo que se venía utilizando en complemento del presupuesto y fue eliminado a partir del 1 de enero de 2009. Se ejercieron 2,063,410.4 miles de pesos en 2004, y para 2008 fueron 1,115,885.5 miles de pesos, 45.9% menos, como se muestra en la gráfica siguiente:

GASTO CORRIENTE DE PEP DE 1994 A 2010
(Miles de pesos)



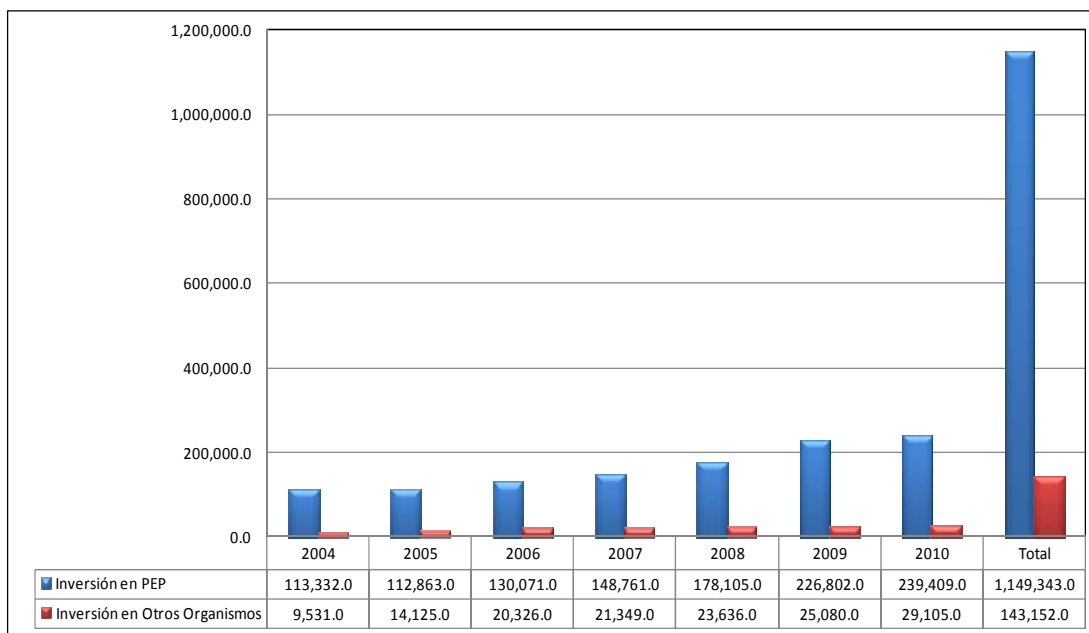
FUENTE: Oficio núm. PEP-SPE-GCG-831-2011 del 29 de junio de 2011 proporcionado por PEP.

El incremento en gasto corriente e inversión se compensó parcialmente por la tendencia al alza del precio promedio anual de exportación de petróleo crudo, que aumentó en 132.9% y representó un aumento en los ingresos de 74.6% en el mismo periodo.

De 2004 a 2010 el gasto corriente en PEP tuvo una tendencia a la alza de 83.5% y el gasto de inversión se incrementó en 111.3%; en tanto que la producción de petróleo crudo fue a la baja en un 23.9% y la producción de gas natural aumentó en 53.5% en el mismo periodo.

Respecto del gasto de inversión, desde 2004 hasta 2010 la inversión física realizada en PEMEX y sus organismos subsidiarios tuvo una tendencia creciente, en 2004 fue de 122,863,000.0 miles de pesos y para 2010 de 268,514,000.0 miles de pesos, se incrementó en 118.6%, como se observa en el gráfico siguiente:

INVERSIÓN FÍSICA EN PEMEX Y SUS ORGANISMOS SUBSIDIARIOS 2004 -2010
(Millones de pesos)



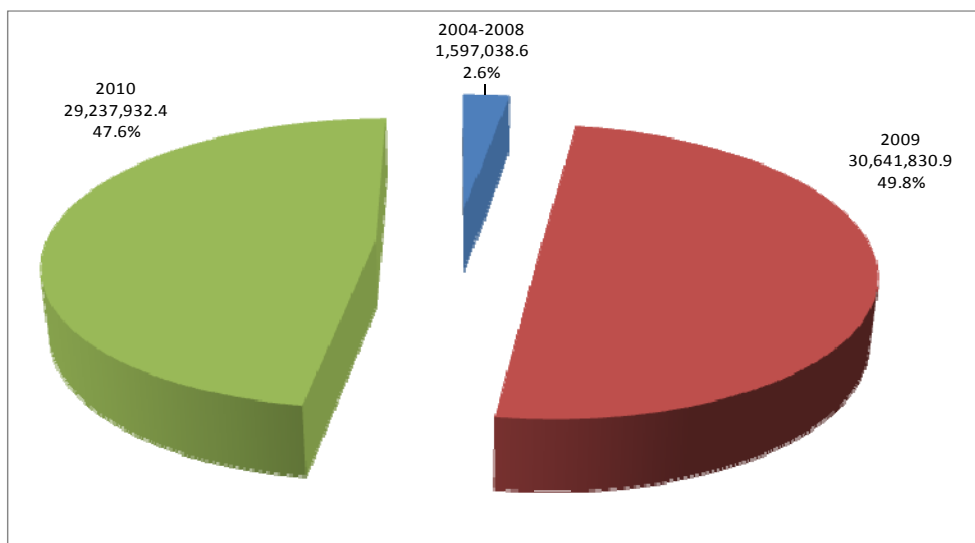
FUENTE: Anuario Estadístico de PEMEX de 2011 con información al 31 de diciembre de 2010 (apartado 1.5 Inversión).

Para mantener e incrementar la producción, distribución y venta de hidrocarburos, PEMEX debe realizar inversiones para generar y ampliar la capacidad de producción de petróleo crudo y gas natural.

d) Inversiones en exploración

Del total de inversión física realizada por PEP de 2004 a 2010 por 1,149,343,000.0 miles de pesos, se invirtieron en exploración 61,476,801.9 miles de pesos, el 5.3% de ese importe, de los cuales el organismo sólo invirtió 1,597,038.6 miles de pesos de 2004 a 2008, el 2.6%; en 2009 se reportó la mayor inversión por 30,641,830.9 miles de pesos, el 49.8%, y en 2010 fue de 29,237,932.4 miles de pesos, el 47.6%, 4.6% menos respecto del 2009, como se presenta a continuación:

INVERSIONES DE PEP EN EXPLORACIÓN DE 2004 A 2010
(Miles de pesos)



FUENTE: Oficio núm. PEP-SPE-GCG-831-2011 emitido por la Gerencia de Control de Gestión de PEP el 29 de junio de 2011.

El incremento de la inversión en exploración de 2009 y 2010 fue principalmente en los Activos Integrales Cantarell, Burgos, Aceite Terciario del Golfo y Ku-Maloob-Zaap, así como en el Complejo Antonio J. Bermúdez.

2. Activo Integral Cantarell

El objetivo del proyecto Activo Integral Cantarell, perteneciente a la Región Marina Noreste (RMNE), es mejorar la oferta de hidrocarburos, ingresos y, en consecuencia de indicadores económicos, de conformidad con el programa estratégico de Pemex Exploración y Producción (PEP); asimismo, se asocia con el objetivo siguiente del Plan Nacional de Desarrollo 2007-2012, a saber:

Objetivo núm. 15 “Asegurar el suministro confiable, de calidad y a precios competitivos de los insumos energéticos que demandan los consumidores”.

Estrategias:

- 15.2 “Fortalecer la exploración y producción de crudo y gas...”.
- 15.6 “Fortalecer las tareas de mantenimiento, así como las medidas de seguridad y de mitigación del impacto ambiental”.

Las inversiones en recuperación secundaria realizadas en 2010 en el Activo Integral Cantarell para mantener la presión de los campos fueron de 1,059,009.2 miles de pesos, corresponden a los conceptos siguientes: Acondicionamiento de agua de mar para inyección en el campo Balam, interconexión de inyección de gas al yacimiento Akal-B e inyección de nitrógeno por 2,184.0, 169,231.7 y 887,593.5 miles de pesos, respectivamente.

El suministro de nitrógeno, relacionado con la recuperación secundaria, se efectuó al amparo del contrato núm. PEP-S-IT-112/97 celebrado por PEP el 24 de octubre de 1997 con la Compañía de Nitrógeno de Cantarell, S.A. de C.V., con vigencia del 24 de octubre de 1997 al 12 de abril del 2016 por 14,180,472.0 miles de pesos.

De acuerdo con las bases de datos de la extracción anual de petróleo crudo (ZRPD1), gas asociado (ZRPD2) y no asociado (ZRPD3) del Sistema Nacional de Información de la Producción (SNIP), de la extracción acumulada de petróleo crudo y gas natural de las reservas 1P (probadas), 2P (probadas y probables) y 3P (probadas, probables y posibles) proporcionadas por la Gerencia de Control de Gestión de PEP, se determinaron los resultados siguientes:

a) Recuperación Secundaria

Un sistema de recuperación secundaria se implementa cuando la presión en el yacimiento ya no es suficiente para permitir el flujo natural de los hidrocarburos hacia la superficie.

En el Activo Integral Cantarell a partir del 2 de marzo de 2001 se implementó la inyección de nitrógeno al yacimiento Akal a fin de mantener la presión del mismo. Por el periodo 2001 a diciembre de 2010 se habían inyectado un total de 3,629,871,915.2 miles de pies cúbicos (MPC) de nitrógeno, siendo el año 2007 en el que se inyectó la mayor cantidad con un volumen de 479,983,965.5 MPC.

Entre los beneficios que se pretendía obtener de la inyección de nitrógeno estaban el incrementar el factor de recuperación, obtener un mayor beneficio económico y reducir los costos de operación de las instalaciones.

El reto principal del proyecto Cantarell es administrar la declinación e incrementar el factor de recuperación de hidrocarburos; en el 2010 varias de las actividades y estrategias se enfocaron al mantenimiento de la presión del yacimiento mencionado (recuperación secundaria), la perforación de pozos de desarrollo y procesos de recuperación mejorada.

El factor de recuperación se determina en función del tiempo que tiene un yacimiento en explotación y se calcula como sigue: $FR = \frac{\text{Producción acumulada de aceite o gas a la fecha de cálculo}}{\text{Volumen original de aceite o gas en el yacimiento}}$.

A partir de la producción acumulada en millones de barriles (MMB) y del volumen original de reservas 1P (reservas probadas) de petróleo crudo (MMB) y gas natural en miles de millones de pies cúbicos (MMMPC) determinados al primero de enero de 2011, se calcularon los factores de recuperación de petróleo crudo y de gas natural al primero de enero de cada año, a partir de 2006 hasta 2011, de las cuatro regiones de PEP, como se muestra en la tabla siguiente:

FACTOR DE RECUPERACIÓN DE RESERVAS PROBADAS POR REGIÓN
(Porcentaje)

FECHA	RMNE		RMSO ⁽¹⁾		SUR		NORTE		NIVEL NACIONAL	
	Crudo	Gas	Crudo	Gas	Crudo	Gas	Crudo	Gas	Crudo	Gas
01/01/2006	22.9	23.5	27.9	23.6	26.1	37.8	11.5	23.5	20.7	28.6
01/01/2007	24.2	24.8	28.8	24.9	26.7	38.5	11.5	24.6	21.5	29.6
01/01/2008	25.5	26.5	29.8	26.4	27.1	39.2	11.6	25.8	22.1	30.7
01/01/2009	26.5	29.3	30.8	28.0	27.6	40.0	11.6	27.1	22.8	32.0
01/01/2010	27.4	31.9	31.8	29.7	28.1	40.9	11.7	28.3	23.4	33.4
01/01/2011	28.3	34.3	32.9	31.5	28.7	41.8	11.8	29.5	23.9	34.7

FUENTE: Base de datos "Programa N2 A729 Fr Ac Gn 2005-2010" proporcionada por la Gerencia de Control de Gestión de PEP.

Nota: Factor de recuperación calculado con las reservas 1P (probadas).

1) Región Marina Suroeste (RMSO).

Conforme a lo expuesto, el factor de recuperación en el ámbito nacional de reservas probadas al primero de enero de 2011 fue de 23.9% y 34.7% para el petróleo crudo y el gas natural, que respecto del 2006 representaron un incremento del 15.5% y 21.3%, respectivamente.

En el Activo Integral Cantarell, se determinó el factor de recuperación de petróleo crudo y gas natural de sus principales campos, Akal y Nohoch (comúnmente conocidos como Cantarell), así como de los campos Sihil, Ek y Balam, como se muestra en la tabla siguiente:

FACTOR DE RECUPERACIÓN DE RESERVAS PROBADAS DE CAMPOS DEL ACTIVO INTEGRAL CANTARELL
(Porcentaje)

Fecha	Akal		Nohoch		Sihil		Ek		Balam	
	Crudo	Gas	Crudo	Gas	Crudo	Gas	Crudo	Gas	Crudo	Gas
01/01/2006	35.1	29.2	28.6	28.0	1.1	1.1	3.0	2.7	9.3	17.2
01/01/2007	37.1	30.8	29.0	28.3	1.5	1.8	3.2	2.8	9.5	17.7
01/01/2008	38.8	33.0	29.3	28.6	1.9	2.5	3.9	3.1	9.9	18.3
01/01/2009	39.9	37.0	29.7	28.9	2.5	3.1	4.6	3.2	10.4	18.5
01/01/2010	40.5	40.4	30.0	29.2	3.5	4.0	5.6	3.5	10.7	18.8
01/01/2011	41.0	43.4	30.3	29.4	5.4	5.6	7.3	3.9	11.2	19.0

FUENTE: Base de datos "Programa N2 A729 Fr Ac Gn 2005-2010", proporcionada por la Gerencia de Control de Gestión de PEP.

Conforme a lo anterior el factor de recuperación en los campos se ha incrementado de manera constante del 2006 al 2010, y para Akal y Nohoch dicho factor superó al de los tres campos restantes debido a que tienen una mayor cantidad de reservas probadas.

Se calculó el factor de recuperación final (factor que resulta de tomar en cuenta el total de reservas 3P) de petróleo crudo y gas natural de las cuatro regiones, como se muestra en la tabla siguiente:

FACTOR DE RECUPERACIÓN DE RESERVAS 3P (PROBADAS, PROBABLES Y POSIBLES) POR REGIÓN
(Porcentaje)

FECHA	RMNE		RMSO		SUR		NORTE		NIVEL NACIONAL	
	Crudo	Gas	Crudo	Gas	Crudo	Gas	Crudo	Gas	Crudo	Gas
01/01/2006	18.7	21.2	18.8	13.7	35.7	34.8	3.3	12.2	11.0	19.1
01/01/2007	19.8	22.4	19.4	14.5	36.4	35.5	3.4	12.7	11.3	19.7
01/01/2008	20.8	24.0	20.1	15.4	37.1	36.2	3.4	13.4	11.7	20.5
01/01/2009	21.7	26.5	20.8	16.3	37.8	36.9	3.4	14.0	12.0	21.4
01/01/2010	22.4	28.9	21.5	17.2	38.6	37.7	3.4	14.6	12.4	22.3
01/01/2011	23.1	31.0	22.2	18.3	39.5	38.6	3.4	15.3	12.7	23.1

FUENTE: Base de datos "Programa N2 A729 Fr Ac Gn 2005-2010" proporcionada por la Gerencia de Control de Gestión de PEP.

De acuerdo con lo anterior, el factor de recuperación al 1 de enero de 2011 de las reservas 3P fue de 12.7% y 23.1% para el petróleo crudo y gas natural, respectivamente.

b) Restitución de Reservas y Producción Potencial

Por otra parte, se calculó la tendencia de la tasa de restitución de reservas¹ en el ámbito nacional del 2006 al 2010, y se determinó lo siguiente:

¹ La tasa de restitución de reservas indica la cantidad de hidrocarburos que se reponen o incorporan por nuevos descubrimientos con respecto de lo que se produjo en un periodo dado; es el cociente que resulta de dividir los nuevos descubrimientos entre la producción durante un periodo de análisis. Generalmente es referida en forma anual y expresada en términos porcentuales.

TASA DE RESTITUCIÓN DE RESERVAS

Año	Reservas (Inicio de año) (1) MMBPCE	Descubrimientos (2) MMBPCE	Desarrollo y delimitaciones (3) MMBPCE	Revisiones (4) MMBPCE	Producción (5) MMBPCE	Reservas (fin de año) (6) (1+2+3+4-5) MMBPCE	Variación neta de reservas (7) (2+3+4) MMBPCE	Tasa de restitución de reservas (8) [7/(5)]	Tasa de restitución integral de reservas ^(a) (9)
Reservas Probadas									
2006	16,469.6	182.9	999.2	-519.3	-1,618.2	15,514.2	662.8	41.0%	41.0%
2007	15,514.2	182.8	517.4	106.0	-1,603.2	14,717.2	806.2	50.3%	50.3%
2008	14,717.2	363.8	1,068.7	-390.9	-1,451.1	14,307.7	1,041.6	71.8%	71.8%
2009	14,307.7	388.9	1,007.5	-333.6	-1,378.4	13,992.1	1,062.8	77.1%	77.1%
2010	13,992.1	230.8	857.5	99.7	-1,384.1	13,796.0	1,188.0	85.8%	85.8%
Reservas Probables									
2006	15,788.5	229.2	-792.7	32.5	-1,618.2	13,639.3	-531.0	-32.8%	8.2%
2007	15,257.4	492.6	-103.8	-501.8	-1,603.2	13,541.2	-113.0	-7.0%	43.3%
2008	15,144.4	548.6	-521.7	-654.4	-1,451.1	13,065.8	-627.5	-43.2%	28.6%
2009	14,516.9	490.3	-982.9	212.2	-1,378.4	12,858.1	-280.4	-20.3%	56.8%
2010	14,236.6	312.2	-499.6	963.9	-1,384.1	13,629.0	776.5	56.1%	141.9%
Reservas Posibles									
2006	14,159.4	554.0	-83.4	-25.4	-1,618.2	12,986.4	445.2	27.5%	35.7%
2007	14,604.7	377.8	-397.1	35.7	-1,603.2	13,017.9	16.4	1.0%	44.3%
2008	14,621.1	569.7	-340.4	-112.5	-1,451.1	13,286.8	116.8	8.0%	36.6%
2009	14,738.0	894.7	-199.0	-587.7	-1,378.4	13,467.6	108.0	7.8%	64.6%
2010	14,846.0	894.8	-716.7	-759.6	-1,384.1	12,880.4	-581.5	-42.0%	99.9%

FUENTE: Archivo "N1 A729 RR PCE Ac Gn 2005-2010 1P Prb y Pos.xlsx", proporcionado por la Gerencia de Control de Gestión de PEP, Las Reservas de Hidrocarburos de México al 1 de enero de 2011 y "Memoria de Labores 2010" de PEMEX.

(a) La tasa de restitución integral de las reservas probables se obtuvo al sumar la tasa de restitución de las reservas probadas a la tasa de las probables, y del mismo modo, respecto de las reservas posibles, se sumó la tasa de restitución integral de las reservas probables a la tasa de restitución de las posibles.

MMBPCE: Miles de barriles de petróleo crudo equivalente (petróleo crudo más el gas natural expresado en barriles).

Conforme a lo anterior, se ha incrementado la tasa de restitución de reservas probadas para el periodo de 2006 a 2010.

Asimismo, la relación reserva-producción se determina al dividir la reserva a una fecha entre la producción del mismo periodo. Este indicador supone 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.

A partir de las reservas y la producción por región, se calculó la relación reserva-producción nacional, y se determinó lo siguiente:

RESERVAS Y RELACIÓN RESERVA-PRODUCCIÓN POR REGIÓN DEL 2010
(MMBPCE)

Región	Probadas		Probables		Posibles		1P		2P		3P		Producción Real
	Reservas	RSP	Reservas	RSP	Reservas	RSP	Reservas	RSP	Reservas	RSP	Reservas	RSP	
RMNE	6,283.4	11.4	3,084.6	5.6	2,713.3	4.9	6,283.4	11.4	9,368.0	16.9	12,081.3	21.8	553.4
RMSO	2,076.3	7.3	1,700.0	6.0	2,607.5	9.2	2,076.3	7.3	3,776.3	13.3	6,383.8	22.5	283.2
NORTE	1,435.8	6.6	9,060.2	41.9	8,387.6	38.8	1,435.8	6.6	10,496.0	48.5	18,883.6	87.3	216.3
SUR	<u>4,000.5</u>	12.1	<u>1,168.2</u>	3.5	<u>556.2</u>	1.7	<u>4,000.5</u>	12.1	<u>5,168.7</u>	15.6	<u>5,724.9</u>	17.3	<u>331.2</u>
NACIONAL	13,796.0	10.0	15,013.0	10.8	14,264.6	10.3	13,796.0	10.0	28,809.0	20.8	43,073.6	31.1	1,384.1

FUENTE: Archivo "N1 A729 RR PCE Ac Gn 2005-2010 1P Prb y Pos.xlsx", proporcionado por la Gerencia de Control de Gestión de PEP y "Las reservas de hidrocarburos de México" al 1 de enero de 2011.

- 1P Reservas probadas.
 2P Reservas probadas + probables.
 3P Reservas probadas + probables + posibles.
 RS Relación Reserva Producción.

En 2010 se estimaron 31.1 años aproximadamente de producción potencial en reservas totales 3P, y 10 años de producción en reservas probadas 1P. La región que tiene una mayor relación reserva probada-producción es la Región Sur con 12.1 años; le siguen la Región Marina Noreste con 11.4 años, Región Marina Suroeste con 7.3 años y la Región Norte con 6.6 años.

Con una producción constante en 2010 de 223.8 y 329.6 MMBPCE para los activos integrales Cantarell y Ku-Maloob-Zaap, respectivamente, se determinó la relación reserva-producción para la RMNE, que se presenta a continuación:

RELACIÓN RESERVA-PRODUCCIÓN DE LA RMNE, A PARTIR DEL 1 DE ENERO DE 2011
(AÑOS)

Región	Probadas	Probables	Posibles	1P	2P	3P
Cantarell	11.4	5.8	6.7	11.4	17.2	23.9
Ku-Maloob-Zaap	11.4	5.4	3.7	11.4	16.8	20.4
RMNE	11.4	5.6	4.9	11.4	16.9	21.8

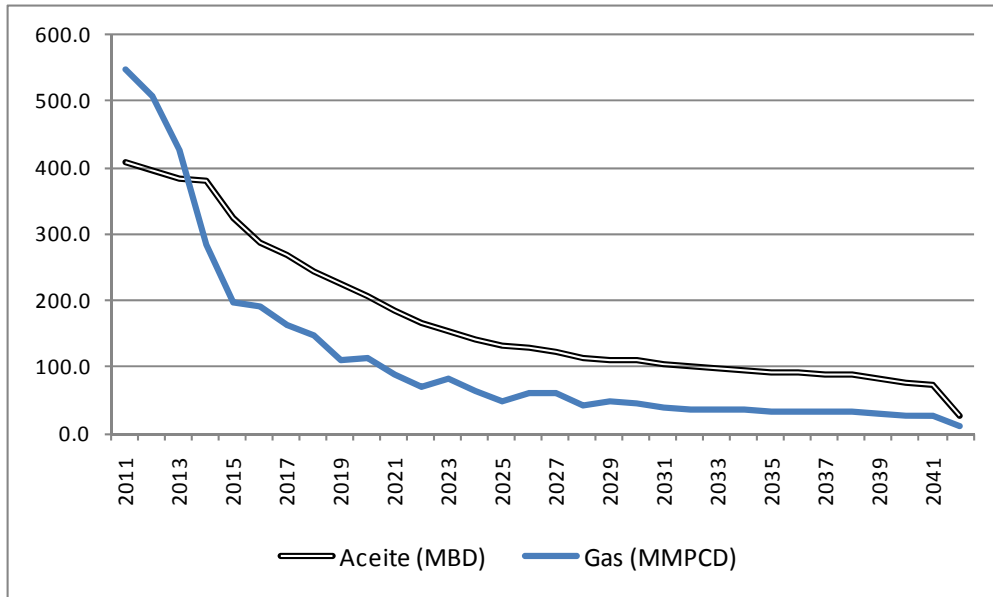
FUENTE: Archivo "N1 A729 RR PCE Ac Gn 2005-2010 1P Prb y Pos.xlsx", proporcionado por la Gerencia de Control de Gestión de PEP y "Las reservas de hidrocarburos de México" al 1 de enero de 2011.

El Activo Integral Cantarell, perteneciente a la RMNE, tiene aproximadamente 11.4 años de producción en reservas probadas 1P, y 23.9 años de producción potencial en reservas totales 3P.

c) Producción esperada

La tendencia para el periodo 2011-2042 de la producción de petróleo crudo y gas natural del proyecto, Cantarell, basada en los perfiles de producción proporcionados por Pemex Exploración y Producción (PEP), se muestra en la tabla siguiente:

TENDENCIA DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO CRUDO (MBD) Y GAS NATURAL (MMPCD)
PARA EL PERIODO 2011-2042

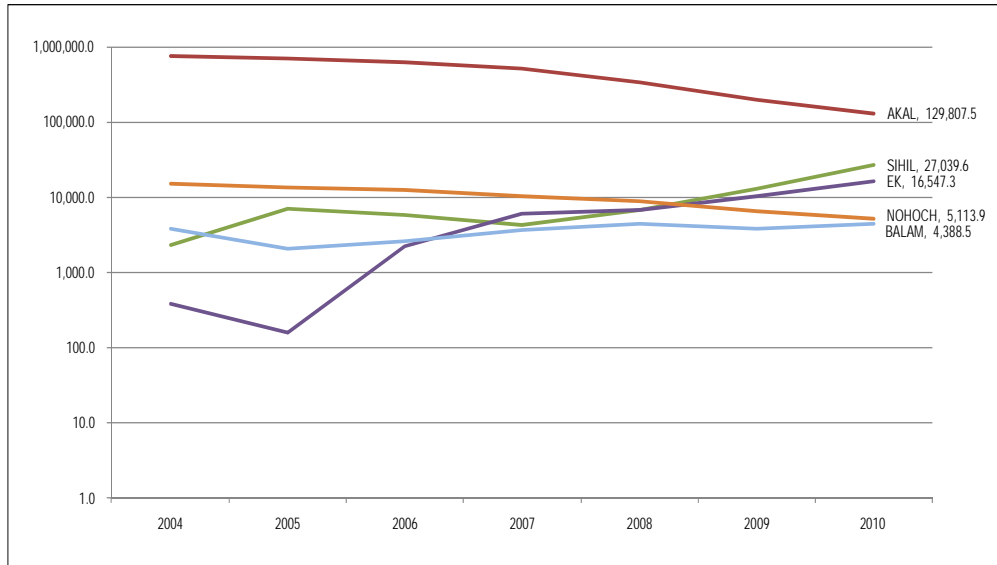


FUENTE: Base de datos denominada "3_Perfiles.xlsx" proporcionada por la Gerencia de Control de Gestión de PEP.
Nota: A partir del 2026 son cifras potenciales.

En los perfiles de producción proporcionados por PEP, se estima que para el 2025 el proyecto Cantarell tendrá una producción de 133.1 MBD de petróleo crudo y 48.8 MMPCD de gas natural, aproximadamente el 32.7% de lo que actualmente se extrae de petróleo crudo y el 8.9% de gas natural. Asimismo, para el 2042 se proyecta una producción de 28.2 MBD y 10.3 MMPCD, aproximadamente el 6.9% del volumen producido actualmente de petróleo crudo y el 1.9% de gas natural.

La producción de los principales campos del Activo Integral Cantarell tuvo la tendencia siguiente:

PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO CRUDO POR CAMPO DEL ACTIVO INTEGRAL CANTARELL 2004-2010
(Miles de barriles)

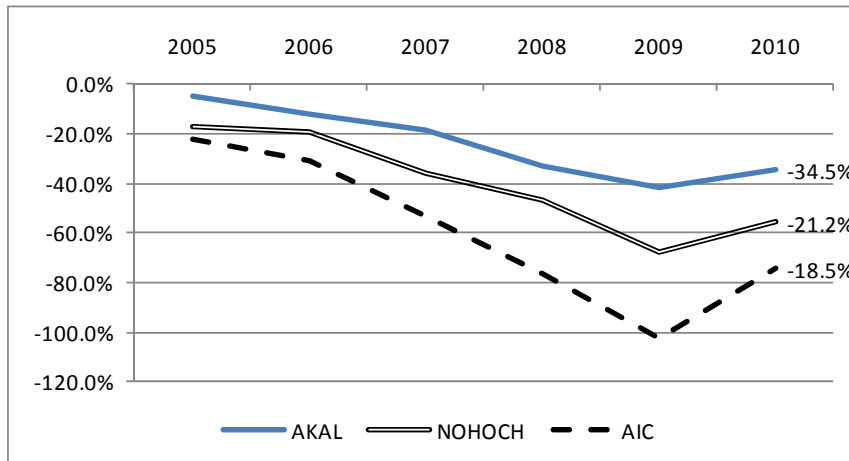


FUENTE: Bases de datos de la extracción anual de petróleo crudo (ZRPD1), gas asociado (ZRPD2) y no asociado (ZRPD3) de 2004 a 2010 del Sistema Nacional de Información de la Producción (SNIP), Oficio núm. PEP-SPE-GCG-467-2011 del 29 de abril de 2011.

De lo anterior, la producción de petróleo crudo en todo el Activo Integral Cantarell, principalmente en los campos Nohoch y Akal presentó tendencia negativa desde el 2004 hasta el 2010.

Cabe señalar que en 2010 la disminución fue menor, ya que fue de 18.5%, 21.2% y 34.5%, respectivamente, en relación con el 2009, lo que denota que la declinación de la producción se estabilizó respecto de 2009, como se muestra a continuación:

PORCENTAJE DE VARIACIÓN ANUAL DE LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO CRUDO PARA EL PERIODO 2005-2010

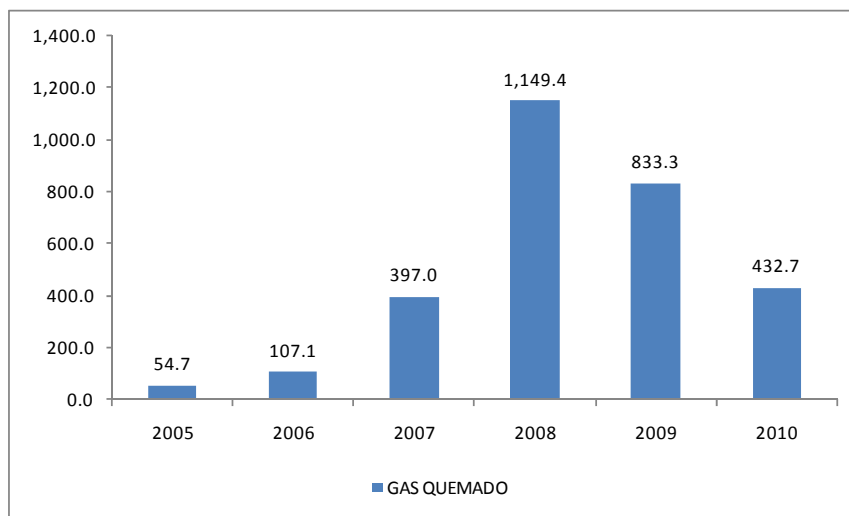


FUENTE: Base de datos denominada "3_Perfiles.xlsx" proporcionada por la Gerencia de Control

de Gestión de PEP.

Conforme a lo expuesto, la declinación de Cantarell fue estabilizada en 2010 respecto de 2009; sin embargo, el volumen de gas quemado en Cantarell para el periodo 2005-2010 se ha incrementado, pasó de 54.7 millones de pies cúbicos diarios (MMPCD) en 2005 a 432.7 MMPCD en 2010, en 2008 se quemó el mayor volumen, 1,149.4 MMPCD, como se muestra a continuación:

GAS QUEMADO EN CANTARELL
(MMPCD)



FUENTE: Archivo "Quema de gas", proporcionado por la Gerencia de Control de Gestión de PEP.

En 2010, el índice de aprovechamiento de gas para el Activo Integral Cantarell fue del 85.4%, al respecto, la Subdirección de la Región Marina Noreste emitió en febrero de 2010 el "Plan Maestro para el Aprovechamiento de Gas de la Región Marina Noreste 2010-2014", en el cual se establecen las acciones y obras adicionales a la infraestructura actual que se realizarán en las instalaciones de la RMNE, con el fin de alcanzar y mantener el índice de aprovechamiento de gas al 98.0%.

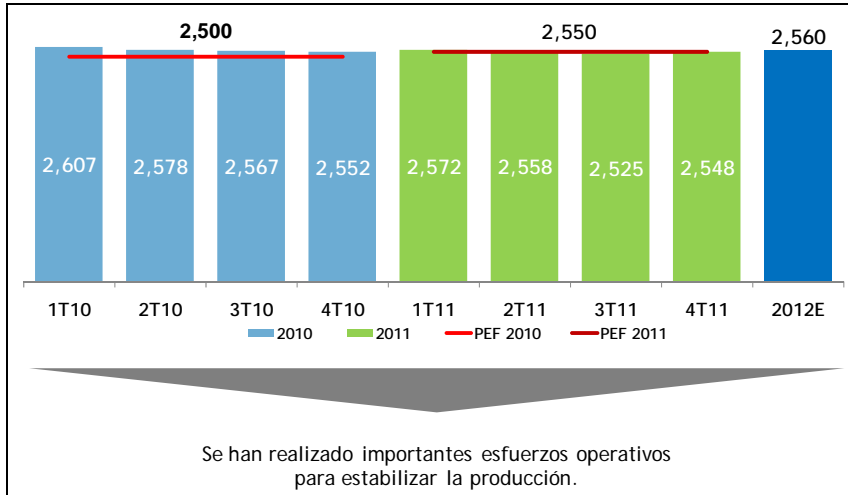
Derivado de la auditoría, Petróleos Mexicanos (PEMEX) proporcionó la siguiente información:

"Plataforma Estable de Producción:

- "La disminución de la producción de petróleo crudo en Cantarell revela uno de los retos operativos más importantes en la historia de PEMEX. A pesar de que la producción acumulada real se asemeja a la estimada en 1997, el comportamiento del campo obligó a un cierre de pozos más rápido que el previsto, por lo que la disminución de la producción fue más pronunciada y más difícil de compensar.
- "A través de programas operativos y de inversiones de mayor alcance, así como a una mayor atención al desarrollo de proyectos, se ha logrado incrementar

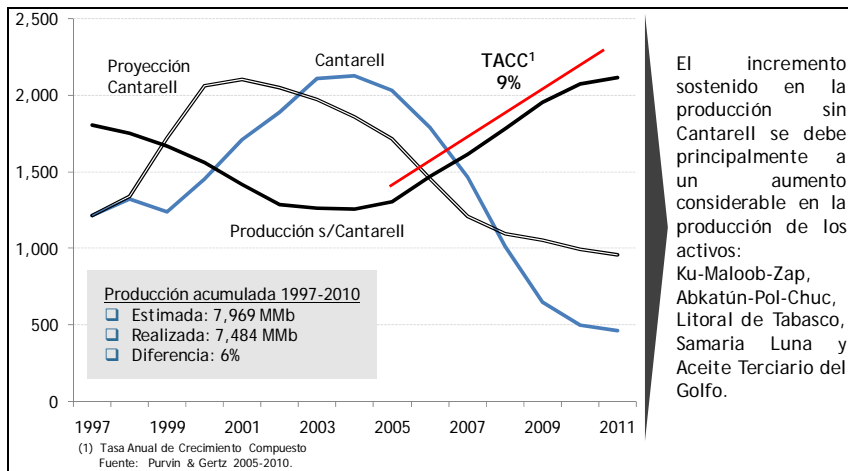
considerablemente la producción de otros campos, con lo que se ha estabilizado la plataforma productiva de petróleo crudo. Con base en información de la consultoría internacional Purvin & Gertz, de 2005 a 2010 la producción de petróleo crudo en México, excluyendo Cantarell, aumentó en más de 700 mil barriles diarios, lo que equivale a una Tasa Anual de Crecimiento Compuesto (TACC) de aproximadamente 9%, representando el mayor incremento entre los principales países productores de petróleo a nivel mundial”.

PRODUCCIÓN ESTABLE Y EN LINEA CON LAS METAS
(MBD)



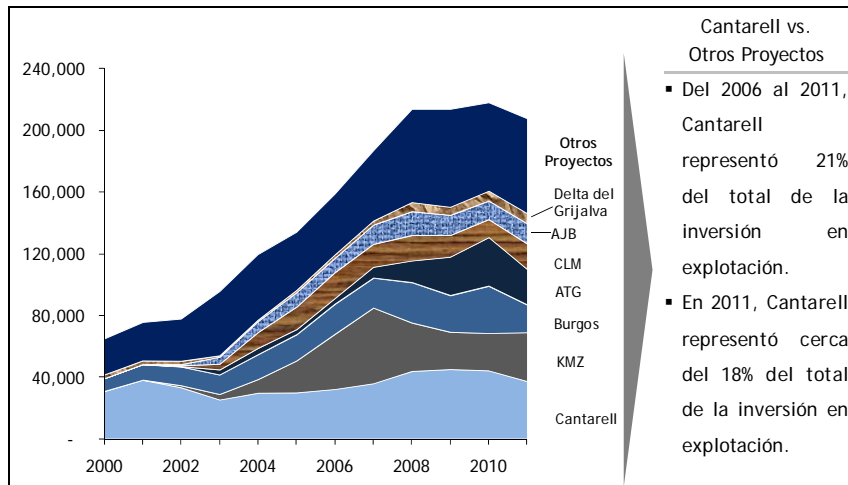
FUENTE: Información proporcionada por PEMEX mediante oficio núm. DCF-SPP-41-2012.

IMPORTANTE INCREMENTO DE NUEVO ACTIVOS
(MBD)



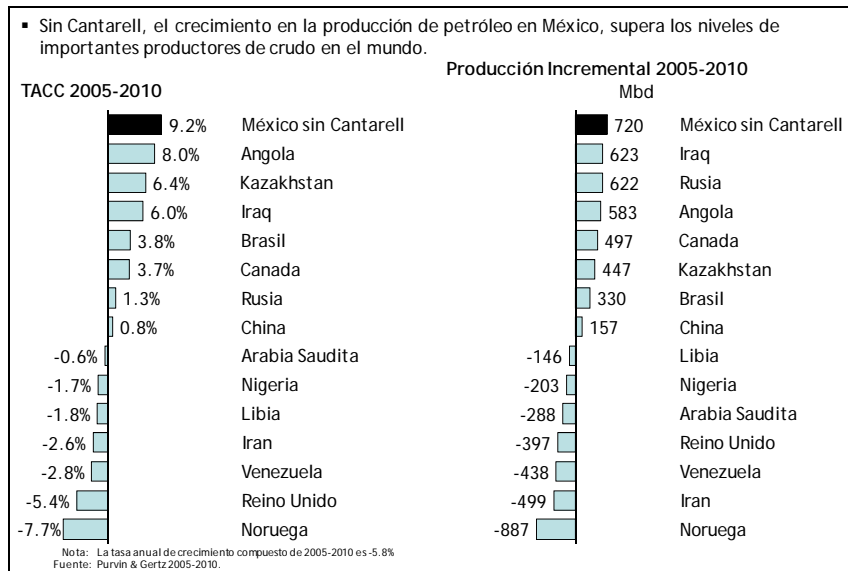
FUENTE: Información proporcionada por PEMEX mediante oficio núm. DCF-SPP-41-2012.

INVERSIÓN EN EXPLOTACIÓN
(MILLONES DE PESOS)



FUENTE: Información proporcionada por PEMEX mediante oficio núm. DCF-SPP-41-2012.

EL INCREMENTO DE LA PRODUCCIÓN EN OTROS CAMPOS
SUPERA EL DESEMPEÑO OBSERVADO EN OTROS PAISES
(MBD)



FUENTE: Información proporcionada por PEMEX mediante oficio núm. DCF-SPP-41-2012.

3. *Inversión en el Activo Integral Aceite Terciario del Golfo (AIATG)-Chicontepec*

En el acuerdo núm. CAPEP-078/2007 de la sesión ordinaria 117 del 1 de agosto de 2007, el Consejo de Administración de Pemex Exploración y Producción (PEP) autorizó la creación del

Activo Integral Aceite Terciario del Golfo (AIATG)-Chicontepec, denominado Proyecto Aceite Terciario del Golfo, con el objetivo de “Planear y dirigir la realización de estudios integrales de caracterización y delimitación de yacimientos, así como la incorporación de reservas y el desarrollo de campos, para maximizar el valor económico de los yacimientos asignados al Activo Integral”.

En 2010, PEP realizó inversiones en el AIATG-Chicontepec por 25,065,700.3 miles de pesos, integradas como sigue:

INVERSIONES DEL AIATG-CHICONTEPEC POR CONCEPTO, 2010
(Miles de pesos)

Inversiones	Importe
Pozos	21,016,877.4
Batería de Separación	1,258,694.2
Central de Almacenamiento y Bombeo	971,128.8
Estudios de Desarrollo	849,137.6
Oleoductos, Gasoductos y Acueductos	691,122.3
Estación de Compresión	180,188.2
Diversos	98,551.8
Total	25,065,700.3

FUENTE: Oficio núm. PEP-SPE-GCG-860-2011 del 5 de julio de 2011 proporcionado por la Gerencia de Control de Gestión de PEP.

Se revisaron las bases de datos de la extracción anual de petróleo crudo (ZRPD1), gas asociado (ZRPD2) y no asociado (ZRPD3) del Sistema Nacional de Información de la Producción (SNIP), así como las bases de reservas probadas, probables y posibles de petróleo crudo y gas natural de PEP, y se determinaron los resultados siguientes:

a) Factor de recuperación

A partir de la producción acumulada en millones de barriles (MMB) y del volumen original de reservas 1P de petróleo crudo (MMB) y gas natural en miles de millones de pies cúbicos (MMMPC), determinados al primero de enero de 2011; se calcularon los factores de recuperación de petróleo crudo y de gas natural al primero de enero de cada año, a partir de 2006 y hasta 2011, de los activos integrales de las cuatro regiones administrativas de PEP, como se muestra en las tablas siguientes:

FACTOR DE RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO CRUDO
(Porcentaje)

Región/Activo	FACTOR DE RECUPERACIÓN AL:					
	01/01/2006	01/01/2007	01/01/2008	01/01/2009	01/01/2010	01/01/2011
Marina Noreste	22.9	24.2	25.5	26.5	27.4	28.3
Cantarell	31.3	33.0	34.5	35.5	36.2	36.7
Ku-Maloob-Zaap	9.1	9.7	10.6	11.7	13.0	14.4
Marina Suroeste	27.9	28.8	29.8	30.8	31.8	32.9
Abkatún-Pol-Chuc	34.2	35.0	35.8	36.6	37.4	38.2
Litoral de Tabasco	5.9	7.2	8.9	10.6	12.5	14.7
Norte	11.5	11.5	11.6	11.6	11.7	11.8
Burgos	21.8	21.8	21.8	21.8	21.8	22.1
Poza Rica-Altamira	19.3	19.4	19.5	19.6	19.7	19.7
Veracruz	10.2	10.3	10.4	10.5	10.7	11.0
Aceite Terciario del Golfo	0.7	0.7	0.7	0.8	0.8	0.9
Sur	26.1	26.7	27.1	27.6	28.1	28.7
Bellota-Jujo	24.2	24.9	25.5	26.1	26.6	27.1
Cinco Presidentes	24.7	24.9	25.1	25.4	25.7	26.1
Macuspana	6.3	7.2	8.7	10.8	14.5	19.1
Muspac	30.3	30.6	30.8	31.0	31.3	31.6
Samaria-Luna	27.4	28.1	28.7	29.3	29.9	30.6
Total	20.7	21.5	22.1	22.8	23.4	23.9

FUENTE: Base de datos "Programa N2 A729 Fr Ac Gn 2005-2010" proporcionada por la Gerencia de Control de Gestión de PEP.

FACTOR DE RECUPERACIÓN DE GAS NATURAL
(Porcentaje)

Región/Activo	FACTOR DE RECUPERACIÓN AL:					
	01/01/2006	01/01/2007	01/01/2008	01/01/2009	01/01/2010	01/01/2011
Marina Noreste	23.5	24.8	26.5	29.3	31.9	34.3
Cantarell	26.9	28.3	30.3	33.7	36.7	39.3
Ku-Maloob-Zaap	15.1	16.1	17.2	18.6	20.3	21.9
Marina Suroeste	23.6	24.9	26.4	28.0	29.7	31.5
Abkatún-Pol-Chuc	35.1	36.4	37.8	39.2	40.6	42.1
Litoral de Tabasco	6.1	7.6	9.5	11.4	13.7	16.1
Norte	23.5	24.6	25.8	27.1	28.3	29.5
Burgos	50.9	53.7	56.6	59.5	62.6	65.7
Poza Rica-Altamira	16.7	16.9	17.0	17.2	17.3	17.3
Veracruz	24.3	28.8	34.6	40.7	45.8	51.0
Aceite Terciario del Golfo	2.5	2.6	2.7	2.9	3.2	3.6
Sur	37.8	38.5	39.2	40.0	40.9	41.8
Bellota-Jujo	26.1	26.7	27.2	27.8	28.4	29.1
Cinco Presidentes	32.4	32.7	33.1	33.5	33.9	34.4
Macuspana	66.3	67.2	68.2	69.3	70.7	72.1
Muspac	46.4	47.1	47.7	48.2	48.8	49.3
Samaria-Luna	28.1	29.0	30.0	31.2	32.5	34.0
Total	28.6	29.6	30.7	32.0	33.4	34.7

FUENTE: Base de datos "Programa N2 A729 Fr Ac Gn 2005-2010" proporcionada por la Gerencia de Control de Gestión de PEP.

Conforme a lo anterior, el factor de recuperación de petróleo crudo y gas natural en las cuatro regiones se incrementó de 2006 a 2010. Al 1 de enero de 2011, para la Región Norte se determinó un factor de recuperación del 11.8% y 29.5% para el petróleo crudo y gas natural, respectivamente.

El factor de recuperación de petróleo crudo del AIATG-Chicontepec es el más bajo de todos los activos de las cuatro regiones administrativas de PEP, ya que al 1 de enero de 2011 registró 0.9% de recuperación, al igual que en gas natural, con 3.6% de recuperación.

A diciembre de 2010, del Activo Integral Aceite Terciario del Golfo (AIATG), PEP estimó las reservas totales 3P en 17,098.2 MMBPCE (592.2 MMBPCE de reservas probadas, 8,571.9 MMBPCE de probables y 7,934.1 MMBPCE de posibles), el 39.7% del total nacional por 43,073.6 MMBPCE (13,796.0 MMBPCE de reservas probadas, 15,013.0 MMBPCE de probables y 14,264.6 MMBPCE de posibles).

b) Restitución de reservas y Producción Potencial

Al cierre de 2010, la relación reserva probada-producción de petróleo crudo para la región norte fue de 17.6 años de producción potencial, mientras que para el gas natural, de 4.3 años. Asimismo, la relación reserva probada-producción de petróleo crudo del AIATG-Chicontepec fue de 29.5 años, y para el gas natural, de 23.5 años.

Por otra parte, la relación reserva producción para petróleo crudo equivalente (PCE) (petróleo crudo y gas natural) de la Región Norte al 1 de enero de 2011 registró un valor de 6.6 años de producción potencial al considerar la reserva 1P (probadas) por 1,435.8 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (MMBPCE). Asimismo, al incorporar la reserva 2P por 10,496.0 MMBPCE, es decir, la suma de las reservas probadas y probables de petróleo crudo equivalente, la relación resultó de 48.5 años, y al considerar la reserva 3P por 18,883.6 MMBPCE, esto es, la suma de las reservas probadas, probables y posibles de petróleo crudo equivalente, la relación reserva producción fue de 87.3 años de producción potencial, tal como se menciona en el resultado número 2 de este informe.

Se determinó que la relación reserva producción del AIATG-Chicontepec es de 30 años con niveles de producción muy bajos, ya que la reserva al 31 de diciembre de 2010 certificada al 1 de enero de 2011, totalizó 592.2 MMBPCE, y en el 2010 la producción fue de 19.7 MMBPCE.

c) Producción esperada

Al comparar la producción de petróleo crudo real contra la estimada en el proyecto original del AIATG-Chicontepec, elaborado en noviembre de 2006, en el periodo 2004 a 2010, PEP estimó una producción acumulada de 727.0 miles de barriles diarios (MBD); sin embargo, la producción real en ese periodo fue de 190.3 MBD. Por lo tanto estuvo muy por debajo de lo estimado en 536.7 MBD, como se muestra en la tabla siguiente:

PRODUCCIÓN REAL VS PROYECTO ORIGINAL NOVIEMBRE 2006

(Miles de barriles diarios)

Aceite	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	Acumulado
Producción real	21.0	24.5	22.9	22.0	29.4	29.5	41.0	190.3
Proyecto original noviembre 2006	<u>20.0</u>	<u>25.0</u>	<u>31.0</u>	<u>39.0</u>	<u>113.0</u>	<u>203.0</u>	<u>296.0</u>	<u>727.0</u>
Diferencia	1.0	-0.5	-8.1	-17.0	-83.6	-173.5	-255.0	-536.7

FUENTE: Pág. 55 del análisis costo-beneficio del proyecto Aceite Terciario del Golfo, noviembre 2006, y oficio núm. PEP-SPE-GCG-177-2011 del 16 de febrero de 2011.

Cabe señalar que PEP realizó una adecuación a dicho proyecto en agosto de 2009 debido a que no alcanzaba la producción, reduciendo la meta de 727.0 MBD a 264.0 MBD, a pesar de esa reducción tampoco alcanzó la meta de 190.3 MBD, es decir, produjo 73.7 MBD menos de lo estimado, como se muestra a continuación:

PRODUCCIÓN REAL VS PROYECTO MODIFICADO DE AGOSTO DE 2009

(Miles de barriles diarios)

Aceite	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	Acumulado
Producción real	21.0	24.5	22.9	22.0	29.4	29.5	41.0	190.3
Proyecto modificado agosto 2009	<u>22.0</u>	<u>25.0</u>	<u>23.0</u>	<u>23.0</u>	<u>30.0</u>	<u>67.0</u>	<u>74.0</u>	<u>264.0</u>
Diferencia	-1.0	-0.5	-0.1	-1.0	-0.6	-37.5	-33.0	-73.7

FUENTE: Pág. 55 del análisis costo-beneficio del proyecto Aceite Terciario del Golfo, noviembre 2006, y oficio núm. PEP-SPE-GCG-177-2011 del 16 de febrero de 2011.

Respecto de la variación del ejercicio 2010 de la producción real respecto de la meta modificada, PEP informó que la producción fue menor porque se terminaron 744 pozos de los 975 programados en el Programa Operativo Anual para ese año, debido a que se difirieron pozos por encontrarse en estudio a cargo de los laboratorios de campo y por la falta de disponibilidad de macroperas para su perforación, y que esa situación motivó la rescisión de contratos. Además, el organismo informó que en ese año se realizaron 94 intervenciones mayores a pozos, 277 menos de las 371 programadas, por que se direccionó la capacidad de ejecución a las intervenciones menores.

Conforme a lo expuesto, PEP debe mejorar o modificar la estrategia de explotación porque las acciones que ha realizado han sido insuficientes, y no ha habido resultados, a fin de incrementar el factor de recuperación y la tasa de restitución de reservas del AIATG-Chicontepec, no obstante que si se han realizado inversiones (para 2010 informó que invirtió 25,065,700.3 miles de pesos), a fin de cumplir con el objetivo de motivar el desarrollo del área de Chicontepec que cuenta con una superficie aproximada de 3,875.0 km², y un potencial de reservas de 11,554,000.0 MB de petróleo crudo y 28,823.0 miles de millones de pies cúbicos (MMMMPC) de gas natural, como se señala en el resultado número 1 de este informe.

Al respecto, PEP informó mediante oficio núm. PEP-SPE-GCG-439-2011 del 5 de diciembre de 2011, que el bajo factor de recuperación de Chicontepec se debe "básicamente a que es

un yacimiento cuya estructura tiene una interconexión vertical y lateralmente limitada, los hidrocarburos se encuentran en acumulaciones lenticulares aisladas, por lo que se tiene una baja recuperación por pozo, para hacer frente al impacto de estas condiciones y obtener el crecimiento de la producción se requiere de una capacidad de ejecución masiva e implementación de tecnología para incrementar el factor de recuperación”.

Entre las acciones que se han implementado en el AIATG-Chicontepec, para mantener la producción base e incrementar la productividad de los pozos se encuentran las siguientes: Grupo de Productividad de Pozos, medición de pozos, optimización de la producción base, el grupo denominado localmente ‘Los Fantásticos’, Comandos Operativos, Cuadernos de Gestión, Centro de Monitoreo en Tiempo Real y la reactivación de pozos cerrados, entre otras.

Por otra parte, “los laboratorios de campo se visualizan como un medio para definir la estrategia de explotación que permita alcanzar un futuro más promisorio con la aplicación de soluciones integrales. En el 2009 iniciaron actividades los cinco laboratorios de campo, los cuales buscan replantear las iniciativas de solución tradicionales bajo las premisas de: mejores prácticas, selección de tecnología adecuada, reducción de costos, transmisión y asimilación del conocimiento. A la fecha se han implementado prácticas operativas diferentes y optimizado la infraestructura existente, se tienen los primeros planteamientos de diseño no convencional en pozos y terminaciones multifractura, además de la campaña intensiva para la medición de pozos.

“Durante este proceso de implementación de nuevas iniciativas, el Activo incrementó su producción en 42 MBD de enero de 2007 a octubre de 2011 al pasar de 20 MBD a 62 MBD a través de las acciones de optimización de los pozos existentes, mantenimiento de la producción base con intervenciones menores a pozos y la jerarquización de las localizaciones a perforar. Cabe mencionar que los incrementos de producción logrados en el último trimestre del presente año (2011) corresponden a la intensa actividad de operación y optimización de pozos entre las que destacan: 34 pozos multifracturados y 700 intervenciones de optimización, las cuales fueron definidas por el Grupo de Productividad de Pozos, lo que demuestra que tanto las iniciativas tecnológicas como la investigación del yacimiento tienen un impacto alto e inmediato. Hoy en día, el activo cuenta con 3,000.0 pozos perforados, por lo cual ha sido necesario el fortalecimiento de diversos sectores productivos para alcanzar un control de cada unidad productora”.

Mediante oficio núm. PEP-SAF-GCG-467-2011 del 13 de diciembre de 2011, PEP proporcionó como ejemplo los cuadernos de gestión “Programación y Ejecución de la Terminación de Pozos y Obras Relacionadas” y “Programación y Ejecución de Macroperas y Obras Relacionadas”, correspondientes a la semana núm. 50 del 2011, en donde se lleva el control de las obras y acciones relacionadas con los conceptos mencionados. Asimismo, proporcionó evidencia del registro fotográfico de las acciones que han realizado en relación al Centro de Monitoreo en Tiempo Real y a los Comandos Operativos.

Por otra parte, informó los objetos y montos de los contratos de los laboratorios de campo del AIATG, como se muestra en la siguiente tabla:

LABORATORIOS DE CAMPO AIATG
SEGUIMIENTO ADMINISTRATIVO

Compañía	Núm. de contrato	Descripción	Monto	
			Miles de Pesos	Miles de Dólares
Halliburton	424100803	Laboratorio de desarrollo tecnológico (laboratorio de campo) en el campo Remolino		144,384.3
Baker Hughes	424100802	Laboratorio de desarrollo tecnológico (laboratorio de campo) en el campo Corralillo		86,654.4
Weatherford	424100808	Laboratorio de desarrollo tecnológico (laboratorio de campo) en el campo Presidente Alemán	367,415.3	128,764.9
Dowell Schlumberger	424100810	Laboratorio de desarrollo tecnológico (laboratorio de campo) en el campo Agua Fría	384,295.6	85,845.3
Burgos Oil Services	424100815	Laboratorio de desarrollo tecnológico (laboratorio de campo) en el campo Coyotes	323,497.8	52,615.5

FUENTE: Información proporcionada por la Gerencia de Control de Gestión de PEP, mediante oficio núm. PEP-SAF-GCG-467-2011.

De acuerdo a lo informado por PEP, a través de estos laboratorios de campo se están gestando diversas propuestas de soluciones tecnológicas para el proyecto AIATG, las cuales se muestran en la tabla siguiente:

PROPUESTAS DE SOLUCIONES TECNOLÓGICAS

Fase	Ejemplo de propuestas	
Entendimiento del Subsuelo y reducción de incertidumbre	Reprocesamiento de la sísmica 3D	Pruebas piloto de inyección de agua congénita, agua de mar y CO2
	Sísmica entre pozos	Estimación de Facies integrando registros especiales y núcleos
	Toma de registros especiales de alta resolución	Evaluación integral de fracturas
Prácticas operativas	Mantenimiento de la producción base	Operaciones simultaneas de terminación y reparación.
	Mejora en el control operativo de pozos e instalaciones de producción Medición y control de parámetros de producción	Instalación de base operativas en el polígono
Reducción de costos y optimización de inversiones	Pozos no convencionales multifracturados.	Optimización de los sistemas artificiales de producción
	Optimización de las geometría del pozo	Optimización del diseño de macroperas
	Producción simultanea de varios intervalos	Unidades de bombeo hidráulico compacta

FUENTE: Información proporcionada por la Gerencia de Control de Gestión de PEP, mediante oficio núm. PEP-SAF-GCG-467-2011.

Finalmente, mediante oficio núm. PEP-SAF-GCG-542-2011 del 21 de diciembre de 2011, PEP Informó que “en cumplimiento al acuerdo núm. 02/02/CNJ-CEI-CAED/10 donde se aprueba la versión final del documento de conclusiones del PATG, sobre el material ‘Recomendaciones del Comité de Estrategia e Inversiones y del Comité de Auditoría y Evaluación del Desempeño con respecto al Proyecto Aceite Terciario del Golfo’ presentado ante el Consejo de Administración, en el cual se solicitó a la Dirección General definir una nueva estrategia de ejecución del Proyecto Aceite Terciario del Golfo (PATG)”, se presenta el “Documento Análisis Costo-Beneficio del Proyecto Aceite Terciario del Golfo (Sectores de Desarrollo y optimización de campos)”, en donde se plantea la nueva estrategia para el PATG, elaborado en octubre de 2011.

Cabe mencionar que la Dirección Corporativa de Finanzas dio a conocer esta solicitud y cambio de alcance del PATG a la Gerencia de Estrategia y Evaluación de PEP mediante oficio núm. DCF-SPP-GP-868-2011 el 28 de diciembre de 2011, asimismo, informó que el 12 y 13 de diciembre del mismo año se autorizó el cambio de alcance a través del portal Proceso Integral de Programas de Proyectos (PIPP) de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público.

En el “Documento Análisis Costo-Beneficio del Proyecto Aceite Terciario del Golfo (Sectores de Desarrollo y optimización de campos)”, proporcionado por PEP, se menciona que “la nueva propuesta visualiza un desarrollo moderado los primeros años, se ha diferido el desarrollo intensivo para dar tiempo de generar las capacidades de ejecución y contractuales que controlen eficientemente el desarrollo del proyecto, por otra parte, este retraso de actividades pretende regular el nivel de inversión para mantenerlo en los niveles actuales y consolidar las prácticas operativas para un desarrollo masivo. En el mediano plazo se observará un incremento en la actividad e inversión, derivado del aprovechamiento de las experiencias desarrolladas aplicadas a un proceso de masificación.

“La estrategia de desarrollo contempla la construcción de macroperas con capacidad de hasta 12 pozos, la perforación de pozos direccionales y la terminación de pozos con intervalos selectivos con fracturamiento hidráulico y geometrías de pozos convencionales. La perforación de pozos desde macroperas ha permitido disminuir los tiempos de perforación así como los de terminación. Por otra parte se prevé la instalación de sistemas artificiales, los cuales se han orientado a esquemas de bombeo mecánico e hidráulico dada su versatilidad de instalación, mantenimiento y supervisión.

“Respecto al manejo de la producción se establece bajo un esquema centralizado mediante el uso de instalaciones superficiales comunes que concentren la producción de aceite y gas de varios campos dentro del mismo sector, dichas instalaciones se planean con un crecimiento modular”.

Asimismo, contempla la sectorización del proyecto “con la finalidad de optimizar el uso de los recursos humanos y materiales en la estrategia de desarrollo, también para asegurar su viabilidad operativa y evaluación económica por sector”.

De la información geológica obtenida y con los resultados de la actividad realizada en el Paleocanal de Chicontepec, se agruparon los sectores en tres tipos de categorías los cuales son Desarrollo de campos y optimización, Caracterización y desarrollo tecnológico y Caracterización inicial, quedando clasificados los sectores de la siguiente manera:

SECTORIZACIÓN DEL PROYECTO ATG

Agrupación	Desarrollo y optimización de campos	Caracterización y desarrollo tecnológico	Caracterización inicial
Sectores	Sector 2 Soledad-Coyotes Sector 6 Agua Fría-Coapechaca Sector 7 Tajín-Corralillo Sector 8 Presidente Alemán-Furbero	Sector 1 Sitio-Tenexcuila Sector 3 Amatitlán-Agua Nacida Sector 4 Coyoil-Humapa	Sector 5 Miquetla-Miauapan

FUENTE: Información proporcionada por la Gerencia de Control de Gestión de PEP, mediante oficio núm. PEP-SAF-GCG-542-2011.

Sectores de Desarrollo de campos y optimización de producción

- “Son áreas que por sus características pueden ser desarrolladas en el corto y mediano plazo.
- “En ellos se cuenta con producción base significativa con respecto al resto del proyecto y actualmente se amplía el conocimiento sobre el mantenimiento de la producción base, a través de la aplicación de mejores prácticas operativas.
- “En la zona se cuenta con instalaciones para el manejo de producción, la cual se aprovechará al incorporar producción incremental.
- “Se cuenta con experiencia en la perforación y reparación de pozos en los campos de los sectores.
- “Se aprovechará la inversión realizada en el pasado, reflejo de una estrategia de inversión a largo plazo en estudios e infraestructura.
- “En estos sectores se cuenta con un nivel de conocimiento más avanzado derivado de estudios de subsuelo con respecto al resto del proyecto.

Sectores de Caracterización y desarrollo tecnológico.

- “Áreas que requieren un mayor nivel de estudio y aplicación de tecnologías que permitan su desarrollo de una forma rentable. Pueden ser desarrolladas en el mediano plazo.

Sectores de Caracterización Inicial.

- “Áreas que por sus características, resultados e información disponible requieren más estudios de geociencias, aplicación de nuevas tecnologías y se proponen sean desarrolladas en el mediano y largo plazo”.

En esta estrategia se plantea un proyecto en un horizonte del 2012-2031 que contempla la terminación de 8,937 pozos de desarrollo y realizar 16,849 reparaciones mayores. Con ello se espera incrementar la producción hasta 196 MBD de aceite y 313 MMPCD de gas en el año 2023, para alcanzar una producción acumulada en el horizonte 2012-2031 de 1,092 MMB de aceite y 1,747 MMMPC de gas.

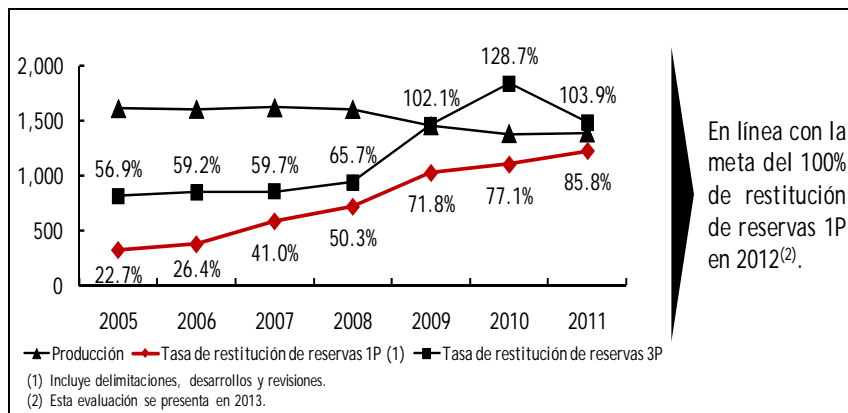
Conforme a lo expuesto, PEP reconoció que el bajo factor de recuperación se debe a las condiciones del yacimiento, y que para obtener el crecimiento de la producción se requiere de una capacidad de ejecución masiva e implementación de tecnología. Con la finalidad de incrementar el factor de recuperación en el mediano y largo plazo, en octubre de 2011 PEP planteó una nueva estrategia de desarrollo del PATG, que contempla un desarrollo moderado en los primeros años, controlando el nivel de inversión; difiere el desarrollo masivo para el mediano y largo plazo, a fin de dar tiempo de generar las capacidades de ejecución y contractuales; y contempla la sectorización del proyecto para optimizar el uso de los recursos y asegurar su viabilidad operativa y evaluación económica por sector.

“Derivado de la auditoría, Petróleos Mexicanos (PEMEX) proporcionó la siguiente información:

“En los últimos años, PEMEX ha logrado revertir las adversidades derivadas de la subinversión en exploración, con lo que la tasa de restitución de reservas ha mostrado una recuperación gradual y en la actualidad se ubica cerca del 100%, sustentando a la industria petrolera nacional.

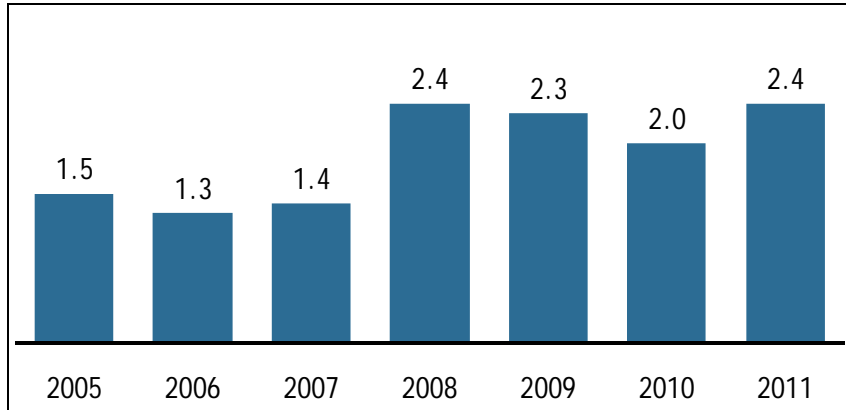
“Para alcanzar una explotación eficiente y oportuna, dentro del marco legal actual, PEMEX ha diseñado y puesto en marcha estrategias innovadoras, como los laboratorios de campo en el activo denominado Aceite Terciario del Golfo, el cual se caracteriza por ser una región de hidrocarburos no convencional debido a su alto nivel de complejidad. A través de los laboratorios, PEMEX busca disminuir los costos de explotación, incrementar la productividad de los pozos y disminuir la tasa de declinación”.

INCREMENTO SOSTENIDO EN TASA DE RESTITUCIÓN DE RESERVAS
(MMBPCE)



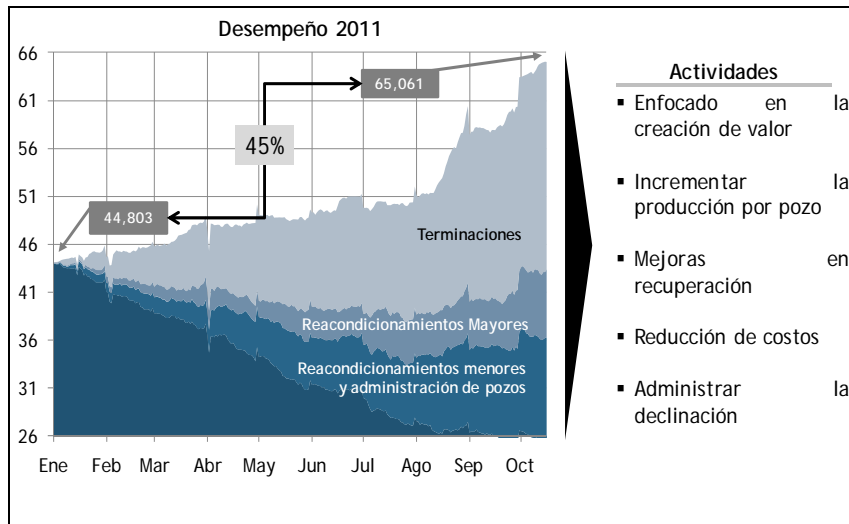
FUENTE: Información proporcionada por PEMEX mediante oficio núm. DCF-SPP-41-2012.

INVERSIÓN EN EXPLORACIÓN
(U.S.\$MMM)



FUENTE: Información proporcionada por PEMEX mediante oficio núm. DCF-SPP-41-2012.

MEJOR ESTRATEGIA DE EXPLOTACIÓN EN ATG
(MBD)



FUENTE: Información proporcionada por PEMEX mediante oficio núm. DCF-SPP-41-2012.

“En conclusión, en los últimos años PEMEX ha logrado estabilizar la plataforma de producción de petróleo crudo, fortaleciendo el futuro productivo de hidrocarburos en México y ha buscado implementar nuevos modelos de negocio para mejorar su capacidad de ejecución y la rentabilidad de los recursos petroleros de la nación”.

4. Presentación de las inversiones en la información financiera

a) Activo Integral Cantarell

Se revisaron 12 facturas de la Compañía de Nitrógeno de Cantarell, S.A. de C.V., correspondientes a la inyección realizada en el yacimiento Cantarell por 362,799.1 miles de pesos, el 34.3% del total de 1,059,009.2 miles de pesos, como sigue:

FACTURAS POR EL SUMINISTRO DE NITRÓGENO
(Miles de pesos)

Consecutivo	Factura	Fecha	Total
1	1694	05/01/2010	32,344.3
2	1702	03/02/2010	33,153.5
3	1710	03/03/2010	28,648.1
4	1718	07/04/2010	30,375.2
5	1726	05/05/2010	31,103.0
6	1734	01/06/2010	31,883.9
7	1750	01/07/2010	30,749.5
8	1758	02/08/2010	30,574.1
9	1766	01/09/2010	30,096.5
10	1774	01/10/2010	27,878.4
11	1782	03/11/2010	28,503.3
12	1790	01/12/2010	<u>27,489.3</u>
		Total	362,799.1

FUENTE: Facturas proporcionadas por la Gerencia de Control de Gestión de PEP.

Se revisó el registro contable de la adquisición y pago, así como la documentación soporte: el documento de ventanilla única, el COPADE (codificación de pagos y descuentos) y las facturas por el suministro del nitrógeno.

Se determinó que el registro fue correcto; asimismo los montos fueron presentados en la balanza de comprobación al 31 de diciembre de 2010 y en los estados financieros de ese ejercicio por PEP, de conformidad con el Catálogo de Cuentas.

b) Activo Integral Aceite Terciario del Golfo (AIATG) - Chicontepec

En 2010, PEP realizó inversiones en el AIATG por 25,065,700.3 miles de pesos. Se seleccionaron 2,645,362.4 miles de pesos correspondientes a la inversión reportada en 11 activos fijos, monto equivalente al 10.6% del total, integrado como sigue:

INVERSIONES DEL AIATG-CHICONTEPEC SELECCIONADAS
(Miles de pesos)

Núm.	Activos	Conceptos de inversión	Inversión en 2010
1	Estudio de Desarrollo Campo Furbero	Adquisición de iniciadores eléctricos, estudio sísmológico, servicio para suministro y manejo de explosivos, repartos de gastos de administración e indemnizaciones a terceros.	721,010.8
2	Central de Almacenamiento y Bombeo Tajín	Certificación de obras, supervisión, asistencia técnica, desarrollo, revisión, adecuación de ingenierías, estudios especializados, obras y servicios integrados para la explotación, servicios multidisciplinarios, repartos de gastos de administración.	498,885.3
3	Batería de Separación Coyula I	Certificación de obras, supervisión, asistencia técnica, construcción de infraestructura, construcción y/o rehabilitación, desarrollo, revisión, adecuación de ingenierías, estudios, ingeniería, procura y construcción de macropipas de desarrollo, caminos de acceso, obras complementarias, cabezales de producción y líneas de descarga, obras y servicios integrados para la explotación, servicios multidisciplinarios, repartos de gastos de administración e intereses.	346,343.8
4	Batería de Separación Agua Fría III	Apoyo técnico para el desarrollo de servicios especializados, certificación de obras, supervisión, asistencia técnica, construcción de infraestructura para el manejo de la producción, desarrollo, revisión, adecuación de ingenierías, estudios especializados, ingeniería, procura y construcción de caminos, macropipas, obras complementarias, cabezales de producción, líneas de descarga, obras y servicios integrados para la explotación, servicios multidisciplinarios, rehabilitación y/o construcción de infraestructura, supervisión, servicios topográficos, trabajos integrados para la perforación, terminación de pozos, repartos de gastos de administración e intereses.	278,498.5
5	Batería de Separación Humapa I	Certificación de obras, supervisión, asistencia técnica, construcción de infraestructura para el manejo de la producción en el desarrollo, revisión, adecuación de ingenierías y estudios especializados, servicios multidisciplinarios, rehabilitación y/o construcción de infraestructura, transporte aéreo de personal, repartos de gastos de administración e intereses.	214,641.4
6	Batería de Separación Tajín V	Certificación de obras, supervisión, asistencia técnica, extracción, transportación y destrucción térmica de sedimento, obras y servicios integrados, servicios multidisciplinarios, rehabilitación y/o construcción de infraestructura, revisiones técnico administrativas, repartos de gastos de administración e intereses.	201,854.2
7	Estación de Compresión El Chote	Certificación de obras, supervisión, asistencia técnica, construcción, repartos de gastos de administración e intereses.	94,865.1
8	Estación de Compresión Agua Fría I	Certificación de obras, apoyo a la supervisión, revisión, adecuación de ingenierías y estudios especializados, obras y servicios integrados, servicios multidisciplinarios, rehabilitación y/o construcción de infraestructura, asistencia técnica, repartos de gastos de administración e intereses.	85,099.3
9	Batería Separación Furbero I	Certificación de obras, supervisión, asistencia técnica, construcción de infraestructura para el manejo de la producción, construcción de obras complementarias, servicios multidisciplinarios, rehabilitación y/o construcción de infraestructura, trabajos topográficos, repartos de gastos de administración e intereses.	81,291.1
10	Gasoducto Batería de Separación Tajín II - Tajín	Ingeniería, procura y construcción de ductos, obras y servicios integrados para la explotación, repartos de gastos de administración e intereses.	62,846.9
11	Planta Inyección Agua Congénita	Obras y servicios integrados para la explotación, servicios multidisciplinarios, repartos de gastos de administración e intereses.	<u>60,026.0</u>
Total			2,645,362.4

FUENTE: Oficio núm. PEP-SPE-GCG-860-2011 del 5 de julio de 2011, de la Gerencia de Control de Gestión de PEP.

Se revisaron 20 facturas, por 838,948.4 miles de pesos, de los contratistas Dowell Schlumberger de México, S.A. de C.V; PGS Mexicana, S.A. de C.V; Bisell Construcciones e Ingeniería, S.A. de C.V., y Fabricación y Reparación Electromecánica, S.A. de C.V., por los conceptos siguientes:

FACTURAS DE DOWELL SCHLUMBERGER DE MEXICO, S.A. DE C.V.
(Miles de pesos)

Consecutivo	Factura	Concepto	Total
1	24002	Ajuste de costos por los trabajos de obras en el AIATG.	85,807.8
2	22932	Ingeniería básica y detalle central de almacenamiento y bombeo Tajin.	65,255.0
3	23777	Diseño, ingeniería y puesta en sitio de calentador de fluido térmico y equipo auxiliar central de almacenamiento y bombeo Tajin.	53,932.5
4	21807	Diseño, suministro y puesta en sitio de motocompresor integral Coyula I	39,081.2
5	22933	Diseño, suministro y puesta en sitio de motocompresor integral de la batería de separación Humapa I.	39,081.2
6	22715	Construcción de plataforma para instalaciones Coyula I	25,914.4
7	23947	Diseño, suministro y puesta en sitio de la unidad de recuperación de vapores Agua Fría III.	24,649.2
8	24354	Diseño, suministro y puesta en sitio de la unidad de recuperación de vapores Humapa I.	24,649.2
9	23006	Diseño, suministro y puesta en sitio de la unidad de recuperación de vapores Tajin V.	24,649.2
10	25064	Cruzamiento con perforación direccional de 24".	24,243.3
11	25723	Ingeniería básica y de detalle batería de separación Humapa I.	22,325.7
12	25673	Gasod.24"de diámetro, en ampliación del derecho de vía.	20,399.6
13	25717	Diseño, suministro e instalación de sistema blanketing.	12,274.9
14	0756	Pruebas y puesta en marcha de la optimización de la estación Agua Fría I.	<u>10,059.0</u>
Total			472,322.2

FUENTE: Oficio núm. PEP-SRN-UCG-0469-2011 del 4 de agosto de 2011 proporcionado por la Unidad de Control de Gestión, Subdirección Región Norte de PEP.

FACTURAS DE PGS MEXICANA, S.A. DE C.V.
(Miles de pesos)

Consecutivo	Factura	Concepto	Total
1	1199	Estudio sismológico Furbero-Presidente Miguel Alemán- Remolino 3D	67,612.3
2	1239	Estudio sismológico Furbero-Presidente Miguel Alemán- Remolino 3D	75,667.6
3	2012	Estudio sismológico Furbero-Presidente Miguel Alemán- Remolino 3D	66,601.6
4	2015	Estudio sismológico Furbero-Presidente Miguel Alemán- Remolino 3D	<u>65,534.3</u>
Total			275,415.8

FUENTE: Oficio núm. PEP-SRN-UCG-0469-2011 del 4 de agosto de 2011 proporcionado por la Unidad de Control de Gestión, de la Subdirección Región Norte de PEP.

TURAS DE BISELL CONSTRUCCIONES E INGENIERÍA, S.A. DE C.V.

(Miles de pesos)

Consecutivo	Factura	Concepto	Total
1	1026	Construcción de infraestructura para el manejo de la producción en el AIATG.	<u>27,890.4</u>
Total			27,890.4

FUENTE: Oficio núm. PEP-SRN-UCG-0469-2011 del 4 de agosto de 2011 proporcionado por la Unidad de Control de Gestión, de la Subdirección Región Norte de PEP.

FACTURAS DE FABRICACIÓN Y REPARACIÓN ELECTROMECAÁNICA, S.A. DE C.V.

(Miles de pesos)

Consecutivo	Factura	Concepto	Total
1	4164	Rehabilitación y/o construcción de infraestructura.	<u>63,320.0</u>
Total			63,320.0

FUENTE: Oficio núm. PEP-SRN-UCG-0469-2011 del 4 de agosto de 2011 proporcionado por la Unidad de Control de Gestión, de la Subdirección Región Norte de PEP.

De la revisión del registro de la entrada de la mercancía y del pago en el sistema SAP/R3, se comprobó que la documentación soporte cumplió los requisitos establecidos por la entidad fiscalizada, como son el documento de ventanilla única, el COPADE (codificación de pagos y descuentos) y las facturas, en cumplimiento de la normativa.

Además, el registro se realizó conforme al Catálogo de Cuentas autorizado por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público el 27 de enero de 2005, vigente en 2010, por lo que las cifras revisadas fueron presentadas correctamente en los estados financieros de 2010.

5. Verificación física de las inversiones realizadas en el Activo Integral Aceite Terciario del Golfo (AIATG)-Chicontepepec

En agosto de 2011, se realizaron visitas de inspección a diversos activos fijos que formaron parte de la muestra de inversiones realizadas en 2010, ubicados en las baterías de separación Coyula I y Agua Fría III, en la Planta de inyección de agua congénita Agua Fría y en la Estación de Compresión El Chote, pertenecientes al AIATG-Chicontepepec, de la Región Norte de PEP.

a) Batería de Separación Coyula I

En esta instalación se recibe el petróleo crudo y gas natural de cinco macropresas del campo Agua Fría y una del Campo Popote 1. Inició sus operaciones el 6 de junio de 2010 y tiene una capacidad para procesar 4.9 miles de barriles diarios (MBD) de petróleo crudo.

Se constató que en la batería están instalados tres motocompresores con núms. de TAG 37-277-MCA-01/02, 37-277-MCA-02 y 37-277-MCA-04, y la unidad recuperadora de vapores TAG 36-274-RV-01, utilizados para manejar la producción de gas natural, los cuales se muestran a continuación:

MOTOCOMPRESORES



FUENTE: Visita de inspección.

UNIDAD RECUPERADORA DE VAPORES



FUENTE: Visita de inspección.

Dicha unidad recupera los vapores provenientes de los tanques de balance y los inyecta a la entrada de los compresores para comprimirlos junto con la producción total del gas natural.

Los tres motocompresores tienen una capacidad aproximada de 5,500.0 miles de pies cúbicos diarios (MPCD) cada uno, en total 16,500.0 MPCD de capacidad de ese equipo de

compresión; asimismo, la unidad recuperadora de vapores permite manejar aproximadamente 150.0 MPCD; esto de acuerdo con los diagramas de tubería e instrumentación de los motocompresores núms. A-37-330, A-37-331 y A-37-333, y el diagrama de tubería e instrumentación de la unidad recuperadora de vapores núm. A-37-317-B.

A partir de su puesta en operación en junio de 2010, estos equipos permitieron aprovechar un volumen de aproximadamente 3,467,500.0 MPC anuales de gas natural; antes de poner en operación estos compresores el gas era liberado a la atmósfera (quemado) y ahora es enviado hacia un entronque donde se une con la producción de gas proveniente de la batería de separación Agua Fría III, para ser entregado posteriormente al Centro Procesador de Gas Poza Rica para su venta a Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB).

Conviene mencionar que la inversión en estos equipos en 2010 fue de 39,081.2 miles de pesos, el 11.3% de lo erogado en el mismo año en esta batería de separación por 346,343.8 miles de pesos, de acuerdo con el numeral 4 de la tabla "Facturas de Dowell Schlumberger de México, S.A. de C.V.", del resultado número 4 de este informe.

b) Batería de Separación Agua Fría III

En esta instalación se procesa la producción de petróleo crudo y gas natural de 13 macroperas provenientes del campo Agua Fría; inició operaciones en junio de 2010 y separa aproximadamente 1.0 miles de barriles diarios (MBD).

Se inspeccionaron los motocompresores con núms. de TAG 36-277-MCA-01/02, 36-277-MCA-03/04 y 36-277-MCA-05, y la unidad recuperadora de vapores TAG 36-274-RV-01, que se utilizan para manejar la producción de gas natural de esta instalación, y se muestran a continuación:

MOTOCOMPRESORES



FUENTE: Visita de inspección.

UNIDAD RECUPERADORA DE VAPORES



FUENTE: Visita de inspección.

Conviene mencionar que la inversión realizada en estos equipos en 2010 fue de 63,730.4 miles de pesos, el 22.9% de lo erogado en el mismo año en esta batería de separación por 278,498.5 miles de pesos, de acuerdo con los numerales 5 y 7 de la tabla "Facturas de Dowell Schlumberger de México, S.A. de C.V.", del resultado número 4 de este informe.

Cada uno de los motocompresores tiene una capacidad aproximada de 5,500.0 miles de pies cúbicos diarios (MPCD), por lo que el equipo de compresión tiene en total 16,500.0 MPCD de capacidad. La unidad recuperadora de vapores permite manejar aproximadamente 210.0 MPCD, de acuerdo con los diagramas de tubería e instrumentación de los motocompresores núms. A-36-330, A-36-331 y A-36-333, así como el diagrama de tubería e instrumentación de la unidad recuperadora de vapores núm. A-36-317-B.

A partir de su puesta en operación en junio de 2010, estos equipos permitieron aprovechar un volumen de aproximadamente 1,460,000.0 a 2,190,000.0 MPC anuales de gas natural; antes de poner en operación estos compresores el gas era liberado a la atmósfera (quemado) y ahora es entregado al Centro Procesador de Gas Poza Rica para su venta a Pemex Gas y Petroquímica Básica.

c) Planta de inyección de agua congénita Agua Fría

En esta planta está instalado un sistema denominado "Blanketing", que incluye un tanque de almacenamiento de nitrógeno (34,000 litros de capacidad) y un evaporador de líquido a proceso, los cuales se muestran a continuación:

SISTEMA BLANKETING



FUENTE: Visita de inspección.

Conviene mencionar que la inversión erogada en 2010 en este sistema fue de 12,274.9 miles de pesos, el 20.4% del total erogado en esta planta de inyección por 60,026.0 miles de pesos, de acuerdo con el numeral 13 de la tabla "Facturas de Dowell Schlumberger de México, S.A. de C.V.", del resultado número 4 de este informe.

El arreglo de este sistema se ajustó al esquema del diagrama núm. PAC-EFB-001 "Diagrama de tuberías e instrumentación de Blanketing".

Una vez que el agua es almacenada en tres tanques inertizados con nitrógeno se envía a través de un ducto de 24 pulgadas de diámetro hacia los cabezales de distribución a 5 pozos inyectoros.

Dicho sistema evita que se caliente el agua congénita en los tanques, y en consecuencia que el material biológico de la misma reaccione principalmente con calcio y magnesio, y por lo tanto impide que se formen nitratos que puedan taponar tuberías en los pozos o represionar el yacimiento, situación que permite que los pozos fluyan con normalidad.

d) Estación de Compresión El Chote

Se encontraba en etapa de construcción. En el área de compresoras están instalados tres motocompresores de gas con núms. de Tag MC-01, MC-02 y MC-03, con una capacidad de 4,500.0 MPCD cada uno; en total la capacidad instalada es de 13,500.0 MPCD, según el diagrama núm. A-001 "Diagrama de tuberías e instrumentación de la Estación de Compresoras el Chote". La inversión de este equipo en el 2010 fue de 63,320.0 miles de pesos, el 66.7% de los 94,865.1 miles de pesos erogados en total en esta estación de

compresión en el mismo año, de acuerdo con el numeral 1 de la tabla “Facturas de Fabricación y Reparación electromecánica, S.A. de C.V.”, del resultado número 4 de este informe.

MOTOCOMPRESORA

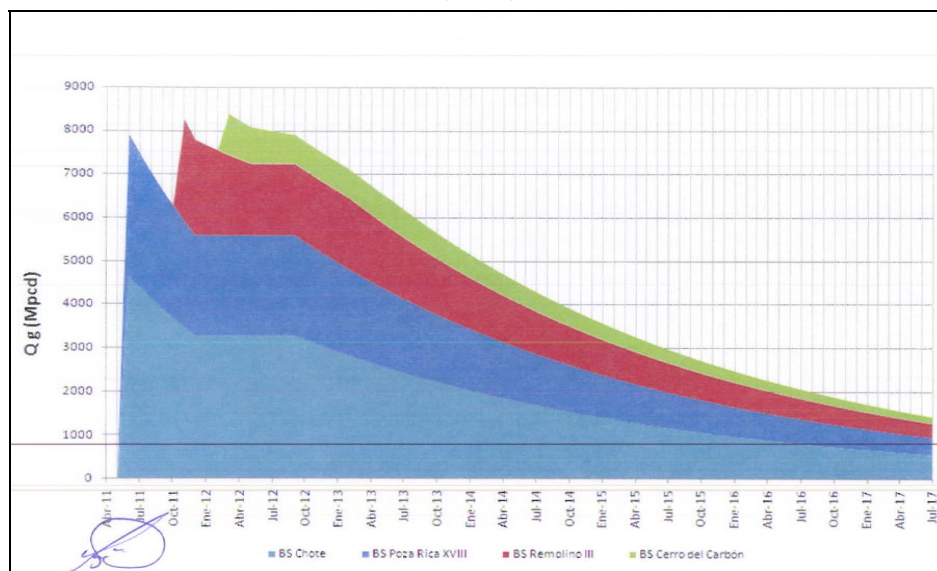


FUENTE: Visita de inspección.

La producción de gas de esta instalación se envía a la batería de separación Poza Rica XVIII; dicha producción es del orden de 1,622,500.0 MPC anuales.

De acuerdo con el diagrama núm. DFP-A-01 “Diagrama de flujo de proceso de la Estación de Compresoras el Chote”, cuando entre en funcionamiento la estación de compresión se procesará el gas proveniente de las baterías de separación Remolino 3, Cerro del Carbón, Poza Rica XVIII y El Chote. La proyección del volumen de gas que se procesará en esta instalación se muestra en la gráfica siguiente:

PROYECCIÓN DE GAS A COMPRIMIR EN LA ESTACIÓN DE COMPRESIÓN EL CHOTE
(MPCD)



FUENTE: Pemex Exploración y Producción.

La operación de los activos que fueron revisados en las visitas de inspección y que formaron parte de la muestra de inversiones realizadas en el 2010 en el AIATG-Chicontepec repercutió en la producción, procesamiento y venta de petróleo crudo y gas natural, ya que tiene como objetivo incrementar la producción de los mismos; sin embargo, al cierre de 2010, el ritmo del incremento de la producción no fue el que se esperaba, tal como se señala en el resultado número 3 de este informe.

6. Estudios para la reactivación de campos maduros

La Coordinación de Diseño de Explotación del Activo de Producción Poza Rica-Altamira de Pemex Exploración y Producción (PEP) informó que no cuenta con estudios para la reactivación de pozos, pero se “realizan diversas acciones con el objetivo de definir estratégicamente un programa específico para cada pozo y reincorporar la producción diferida”. Dichas actividades son las siguientes:

“1.- Jerarquizar la relación de pozos cerrados por producción y causa de cierre, como se mencionan a continuación:

- Falla superficial.
- Baja presión de fondo.
- Bajo nivel dinámico.
- Alto porcentaje de agua.
- Cerrados por acceso.

- Otras causas”.

“2.- Corroborar y confirmar la causa de cierre mediante las respectivas:

- Visitas a pozos.- Definir la factibilidad para la reactivación del pozo y/o toma de información.
- Verificar las condiciones superficiales.- Revisar las condiciones del árbol de válvulas, línea de descarga, línea de inyección de gas (en caso de que aplique), factibilidad de instalación de tanque, accesos, plataforma, etc”.

“3.- Programa y acciones a realizar.- Con base en la visita se determinan las siguientes acciones:

- Gestión de permisos de propietarios.
- Corrección de anomalías en árbol de válvulas.
- Acondicionamiento de localizaciones.
- Chapeo.
- Rastreo de plataformas.
- Acondicionamiento de caminos.
- Toma de información.
- Calibración de tubería de producción y registros de presión de fondo.
- Muestras de fondo y superficie.
- Limpiezas de tubería de producción, de fondo y línea de descarga.
- Estimulaciones, inducciones, circulaciones en inversa.
- Construcción e interconexión de línea de descarga y líneas de inyección de bombeo neumático.
- Instalación de tanque a boca de pozo.
- Intervenciones reparaciones menores, mayores con y sin equipo”.

“4.- Supervisión y seguimiento.-Mediante la visita a campo se supervisa y da seguimiento a las actividades arriba mencionadas”.

Si bien PEP viene realizando estas acciones para reactivar la producción de cada pozo, con el objeto de definir estratégicamente un programa específico de manera particular para cada pozo, no se ha alcanzado la producción esperada tal como se menciona en los resultados números 3 y 5 de este informe.

7. Resultado de las inversiones en campos maduros

Pemex Exploración y Producción (PEP) informó que en 2010 los campos maduros se definieron como “campos con reserva parcialmente desarrollada cuya producción de aceite es menor o igual a 5,000 barriles por día y que por prioridades en la estrategia de producción de los activos, cuentan con reserva parcialmente atendida”.

PEP informó que tiene registrados 146 campos maduros, 99 pertenecen a la Región Norte y 47 a la Región Sur, con una inversión de 57,868,043.7 miles de pesos a 2010, los cuales incluyeron 21,583,473.0 miles de pesos de inversiones realizadas en el año, el 37.3%.

De los 146 campos que PEP definió como campos con reserva parcialmente desarrollada, la Auditoría Superior de la Federación seleccionó 9 campos de la Región Norte con base en la producción de petróleo crudo y gas reportada.

a) Petróleo Crudo

Con objeto de evaluar la tendencia de producción de petróleo crudo en el periodo 2006-2010, se determinó la producción en miles de barriles (MB), como se muestra a continuación:

PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO CRUDO DEL 2006 AL 2010 EN CAMPOS DE LA REGIÓN NORTE
(Miles de barriles)

Campo	Aguacate	Arenque	Cacalilao	Ébano	Hallazgo	Pánuco	San Andrés	Santa Águeda	Topila
2006	0.0	3,086.1	644.6	624.0	195.7	419.1	1,081.2	353.8	17.6
2007	0.0	2,796.5	590.8	457.0	300.7	321.7	965.7	630.0	12.3
2008	115.6	2,288.2	557.0	455.9	80.2	283.7	265.0	232.7	5.3
2009	405.5	1,916.1	587.8	618.3	26.3	348.5	391.9	431.3	30.9
2010	969.9	1,646.7	538.2	1,027.4	93.1	289.5	300.3	434.7	9.4

FUENTE: Base de datos “N2 A729 Fr Ac Gn 2005-2010.xlsx”, proporcionada por la Gerencia de Control de Gestión de PEP.

De los nueve campos sólo en tres se incrementó la producción de petróleo crudo: Aguacate, Ébano y Santa Águeda.

Por otra parte, se determinó la producción acumulada de estos campos, como se muestra en la tabla siguiente:

VOLUMEN ORIGINAL Y PRODUCCIÓN ACUMULADA DE PETRÓLEO CRUDO DEL 2006 AL 2010
EN CAMPOS DE LA REGIÓN NORTE
(Miles barriles)

Campo	Volumen Original (MB) 1P	PRODUCCIÓN ACUMULADA (MB) AL					
		01/01/2006	01/01/2007	01/01/2008	01/01/2009	01/01/2010	01/01/2011
Aguacate	30,862.4	295.6	295.6	295.6	411.3	816.8	1,786.6
Arenque	1,169,308.8	124,811.4	127,897.5	130,693.9	132,982.1	134,898.2	136,544.9
Cacalilao	3,216,483.6	334,922.4	335,566.9	336,157.7	336,714.7	337,302.5	337,840.8
Ébano	1,891,050.1	191,593.4	192,217.4	192,674.3	193,130.2	193,748.5	194,775.9
Hallazgo	258,472.1	90,835.4	91,031.1	91,331.8	91,412.0	91,438.3	91,531.4
Pánuco	3,649,418.9	365,589.2	366,008.3	366,330.0	366,613.8	366,962.3	367,251.8
San Andrés	1,404,484.1	387,079.8	388,160.9	389,126.6	389,391.6	389,783.5	390,083.8
Santa Águeda	386,451.5	119,248.6	119,602.4	120,232.5	120,465.2	120,896.5	121,331.1
Topila	357,521.8	35,804.2	35,821.8	35,834.1	35,839.4	35,870.3	35,879.7

FUENTE: Base de datos "N2 A729 Fr Ac Gn 2005-2010.xlsx", proporcionada por la Gerencia de Control de Gestión de PEP.

Para determinar el factor de recuperación se divide el volumen original de reservas probadas (1P), entre la producción acumulada, con lo que se determinó lo siguiente:

FACTOR DE RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO CRUDO, 2006 - 2011
(Porcentaje)

Campo	FACTOR DE RECUPERACIÓN AL					
	01/01/2006	01/01/2007	01/01/2008	01/01/2009	01/01/2010	01/01/2011
Aguacate	1.0	1.0	1.0	1.3	2.6	5.8
Arenque	10.7	10.9	11.2	11.4	11.5	11.7
Cacalilao	10.4	10.4	10.5	10.5	10.5	10.5
Ébano	10.1	10.2	10.2	10.2	10.2	10.3
Hallazgo	35.1	35.2	35.3	35.4	35.4	35.4
Pánuco	10.0	10.0	10.0	10.0	10.1	10.1
San Andrés	27.6	27.6	27.7	27.7	27.8	27.8
Santa Águeda	30.9	30.9	31.1	31.2	31.3	31.4
Topila	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0

FUENTE: Base de datos "N2 A729 Fr Ac Gn 2005-2010.xlsx", proporcionada por la Gerencia de Control de Gestión de PEP.

El factor de recuperación de petróleo crudo de ocho de los nueve campos mencionados se incrementó. El campo Hallazgo obtuvo el factor de recuperación más alto con 35.4%, y el Aguacate el más bajo, el 5.8%, en tanto que el Topila se mantuvo sin cambios con el 10.0%.

b) Gas Natural

Se determinó la producción de gas natural para el mismo periodo, como se muestra a continuación:

PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL DEL 2006 AL 2010 EN CAMPOS DE LA REGIÓN NORTE
(Miles de pies cúbicos)

Campo	Aguacate	Arenque	Cacalilao	Ébano	Hallazgo	Pánuco	San Andrés	Santa Águeda	Topila
2006	0.0	12,245,792.0	222,468.9	28,427.4	714,398.8	637,159.0	2,750,480.4	127,005.4	2,335,792.1
2007	0.0	11,663,299.7	291,885.4	19,417.9	1,267,813.1	582,164.8	2,633,918.7	260,713.6	2,020,192.2
2008	37,677.2	9,854,313.5	263,242.3	24,743.6	337,977.7	454,024.5	713,689.9	130,190.8	2,147,810.0
2009	134,082.6	7,914,781.2	304,712.5	39,335.2	129,630.7	402,386.5	1,158,047.0	313,735.0	1,934,913.7
2010	325,802.3	7,461,713.4	223,417.3	108,006.3	511,644.9	402,766.6	1,248,354.3	348,925.9	1,511,636.3

FUENTE: Base de datos "N2 A729 Fr Ac Gn 2005-2010.xlsx", proporcionada por la Gerencia de Control de Gestión de PEP.

De los nueve campos sólo en tres se incrementó la producción de gas natural, Aguacate, Ébano, y Santa Águeda.

Del mismo modo se determinó la producción acumulada de gas natural en millones de pies cúbicos (MMPC) y con el volumen original de los campos se calculó el factor de recuperación de cada campo, como se muestra en las tablas siguientes:

VOLUMEN ORIGINAL Y PRODUCCIÓN ACUMULADA DE GAS NATURAL DEL 2006 AL 2010
EN CAMPOS DE LA REGIÓN NORTE
(Millones de pies cúbicos)

Campo	Volumen Original (MMPC) 1P	PRODUCCIÓN ACUMULADA (MMPC) AL					
		01/01/2006	01/01/2007	01/01/2008	01/01/2009	01/01/2010	01/01/2011
Aguacate	11,609.7	64.8	64.8	64.8	102.4	236.5	562.3
Arenque	1,306,478.5	311,475.3	323,721.1	335,384.4	345,238.7	353,153.5	360,615.2
Cacalilao	9,746,032.9	974,184.4	974,406.9	974,698.7	974,962.0	975,266.7	975,490.1
Ébano	2,778,800.7	277,908.6	277,937.1	277,956.5	277,981.2	278,020.6	278,128.6
Hallazgo	165,925.9	87,511.6	88,226.0	89,493.8	89,831.8	89,961.4	90,473.0
Pánuco	10,613,800.7	1,062,957.8	1,063,595.0	1,064,177.1	1,064,631.2	1,065,033.6	1,065,436.3
San Andrés	1,700,486.2	333,611.4	336,361.9	338,995.8	339,709.5	340,867.6	342,115.9
Santa Águeda	243,337.1	122,856.5	122,983.5	123,244.2	123,374.4	123,688.2	124,037.1
Topila	1,293,434.6	144,779.8	147,115.6	149,135.8	151,283.6	153,218.6	154,730.2

FUENTE: Base de datos "N2 A729 Fr Ac Gn 2005-2010.xlsx", proporcionada por la Gerencia de Control de Gestión de PEP.

FACTOR DE RECUPERACIÓN DE GAS NATURAL, 2006 - 2011
(Porcentaje)

Campo	FACTOR DE RECUPERACIÓN AL					
	01/01/2006	01/01/2007	01/01/2008	01/01/2009	01/01/2010	01/01/2011
Aguacate	0.6	0.6	0.6	0.9	2.0	4.8
Arenque	23.8	24.8	25.7	26.4	27.0	27.6
Cacalilao	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0
Ébano	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0
Hallazgo	52.7	53.2	53.9	54.1	54.2	54.5
Pánuco	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0
San Andrés	19.6	19.8	19.9	20.0	20.0	20.1
Santa Águeda	50.5	50.5	50.6	50.7	50.8	51.0
Topila	11.2	11.4	11.5	11.7	11.8	12.0

FUENTE: Base de datos "N2 A729 Fr Ac Gn 2005-2010.xlsx", proporcionada por la Gerencia de Control de Gestión de PEP.

El factor de recuperación de gas natural de seis de los nueve campos mencionados se incrementó, el campo Hallazgo fue el que obtuvo el factor de recuperación más alto con 54.5%, y el campo Aguacate el menor con 4.8%, mientras que los campos Cacalilao, Ébano y Pánuco se mantuvieron en el mismo nivel, el 10.0%.

Cabe señalar que no fue factible comprobar la rentabilidad y rendimiento de las inversiones realizadas en los campos maduros, debido a que PEP informó que "no se cuenta con información en la que se especifique y/o establezca la rentabilidad por campo", y que... "la rentabilidad sólo se mide a nivel de proyecto dado que es la única forma que las dependencias gubernamentales se lo requieren a PEP para su autorización y asignación de recursos". Proporcionó los análisis del costo-beneficio de los proyectos integrales Arenque, Poza Rica y Reingeniería de Recuperación Secundaria del Campo Tamaulipas-Constituciones del Activo Integral Poza Rica-Altamira, perteneciente a la Región Norte.

Conforme a lo anterior, se confirmó que PEP no evalúa la rentabilidad y el rendimiento de las inversiones en campos maduros de forma particular, ya que se encuentran incluidos en los proyectos respectivos.

Conviene señalar que hay campos con factor de recuperación muy bajo, ya que por ejemplo el campo Aguacate tiene los índices de recuperación más bajos y los campos Cacalilao, Ébano y Pánuco se han mantenido sin cambio.

Al respecto, PEP informó mediante oficio núm. PEP-SPE-GCG-439-2011 del 5 de diciembre de 2011, que las causas del incremento de la producción de petróleo crudo y gas natural en los campos Aguacate, Ébano y Santa Águeda fueron la perforación, terminación, reparaciones mayores y menores a los pozos de estos campos. Asimismo, informó que las causas de la disminución de la producción en los campos Arenque, Cacalilao, Hallazgo, Pánuco, San Andrés y Topila, fueron principalmente la declinación natural debido al largo periodo de explotación (algunos con un tiempo de explotación de más de 100 años), al cierre de pozos por conflicto con las comunidades y a la disminución en las intervenciones con equipo de terminación y reparación de pozos (TRP).

Por otra parte, informó las medidas (estrategia operacional) que se realizaron en el 2011 y las que se tienen programadas para 2012 (principalmente perforaciones, terminaciones, estimulaciones y reparaciones mayores y menores a pozos), en los campos que han presentando disminución en la producción de petróleo crudo y gas natural, con el fin de revertir la tendencia en la producción.

Respecto al beneficio de continuar operando los campos Aguacate, Cacalilao, Ébano y Pánuco, a fin de evaluar si las inversiones que se están realizando se recuperan con esos volúmenes de extracción, PEP proporcionó mediante oficio núm. PEP-SAF-GCG-467-2011 del 13 de diciembre de 2011, la evaluación económica de enero a octubre de 2011 de las inversiones realizadas en ese periodo por 521,400.0 miles de pesos en los pozos que considera rentables por campo. Las inversiones realizadas corresponden a terminaciones, estimulaciones, reparaciones mayores y menores de pozos.

El número de pozos que PEP considera rentables, no rentables y marginales por campo, se muestra en la tabla siguiente:

RENTABILIDAD DE POZOS POR CAMPO							
Campo	Pozos				Porcentaje %		
	Rentables	No rentables	Marginal	Operando	Rentables	No rentables	Marginal
Aguacate	6.0	0.0	0.0	6.0	100.0	0.0	0.0
Cacalilao	78.0	9.0	1.0	88.0	88.6	10.2	1.1
Ébano	60.0	23.0	2.0	85.0	70.6	27.1	2.4
Pánuco	41.0	8.0	0.0	49.0	83.7	16.3	0.0

FUENTE: Información proporcionada por la Gerencia de Control de Gestión de PEP.

Nota: Evaluación económica enero-octubre 2011.

De lo anterior, se verificó que el 83.7, 88.6, 70.6 y 100% de los pozos operando en los campos Pánuco, Cacalilao, Ébano y Aguacate, respectivamente, son rentables; ya que los datos de Valor Presente Neto (VPN) de las inversiones realizadas son positivos.

8. Cumplimiento de objetivos y metas de los activos integrales Cantarell y Aceite Terciario del Golfo (AIATG)-Chicontepec

Se revisaron los informes trimestrales de proyectos en ejecución para evitar o reducir la quema y venteo de gas del Activo Integral Aceite Terciario del Golfo (AIATG), las bases de datos de la extracción anual de petróleo crudo (ZRPD1), gas asociado (ZRPD2) y no asociado (ZRPD3) del Sistema Nacional de Información de la Producción (SNIP); el balance de gas natural asociado y no asociado de 2010; así como los programas operativos anual y trimestrales para los dos activos, con los resultados siguientes:

a) Petróleo Crudo

En 2010, la producción de petróleo crudo nacional fue de 940,186.2 miles de barriles (MB), volumen superior en 26,167.2 MB a los 914,019.0 MB previstos en el Programa Operativo Anual (POA), es decir, rebasó en 2.9% lo programado, en cumplimiento de la normativa.

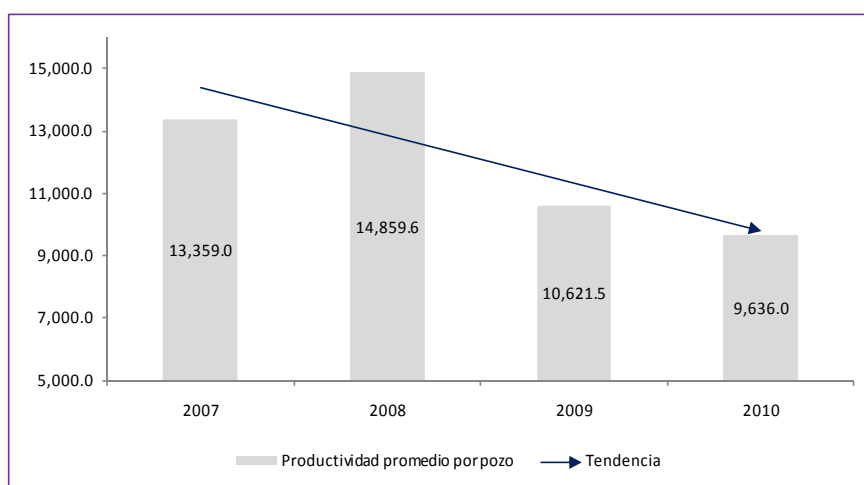
En cuanto al impacto de la producción del Activo Integral Cantarell y del AIATG en la producción nacional de petróleo crudo y gas natural durante 2010, ambos aportaron el 21.7 y 1.6% de esa producción, respectivamente.

En 2010, se extrajeron del Activo Integral Cantarell 203,685.1 MB, lo que representó una producción mayor en 20,162.8 MB, respecto de los 183,522.3 MB programados en el POA, en cumplimiento de la normativa.

En el AIATG-Chicontepec se extrajeron 14,964.6 MB, volumen inferior en 7,836.9 MB de los 22,801.5 MB del POA.

La productividad promedio anual por pozo del 2007 al 2010 en el AIATG-Chicontepec mostró una tendencia a la baja, de una producción de petróleo crudo de 13,359.0 MB a 9,636.0 MB, disminución que representó el 32.5% respecto del promedio de 2007, como se muestra enseguida:

PRODUCTIVIDAD PROMEDIO POR POZO EN EL AIATG-CHICONTEPEC, 2007 - 2010
(MB)



FUENTE: Base de datos de la productividad por pozo en el AIATG, proporcionada por PEP.

Lo anterior como consecuencia de un alto número de pozos que han dejado de fluir, así como una menor productividad de los pozos terminados respecto del programa y de los pozos programados que no se concluyeron, tal como se menciona en el resultado número 3 de este informe.

b) Gas Natural

En 2010, PEP produjo en el ámbito nacional 2,562,287,661.2 miles de pies cúbicos (MPC) de gas natural cantidad superior en 304,093,258.4 MPC de los 2,258,194,402.8 MPC programados en el POA, por lo que rebasó en 13.5% lo programado, en cumplimiento de la normativa.

De la producción de gas natural asociado ambos activos aportaron el 26.7% y 1.9% del total de producción nacional, no impactaron en la producción nacional de gas no asociado debido a que sus campos no producen ese tipo de gas.

El Activo Integral Cantarell produjo 456,947,107.3 MPC, lo que representó una producción mayor en 246,635,474.3 MPC respecto de los 210,311,633.0 MPC programados en el POA, en cumplimiento de la normativa.

Asimismo, en el AIATG se extrajeron 31,138,110.5 MPC, cantidad superior en 2,800,597.5 MPC de los 28,337,513.0 MPC estimados en el POA; es decir, rebasó 9.9% de lo programado, en cumplimiento de la normativa.

Si bien el AIATG-Chicontepepec cumplió el programa, está quemando y venteando más gas natural por actividad rutinaria, libranzas, movimientos operativos y mantenimiento, ya que en 2010 este volumen ascendió a 10,439,000.0 MPC, equivalente al 33.5% de la producción, cantidad superior en 693,500.0 MPC a los 9,745,500.0 MPC incluidos en el Programa Operativo Trimestral IV; es decir, 7.1% más.

Al respecto, PEP informó mediante oficio núm. PEP-SPE-GCG-439-2011 del 5 de diciembre de 2011, que las metas que se establecen en el POA son aquellas que se estiman con una mejor visión desde el punto de vista programático-presupuestal, tomando en consideración que se realizó con aproximadamente 7 meses previos al inicio del año 2010.

Informó que se tiene un programa con la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) con el fin de dar estricto cumplimiento a lo estipulado en relación a la quema y venteo de gas y que “para incrementar el aprovechamiento de gas en el Proyecto Aceite Terciario del Golfo (PATG) se lleva a cabo su incorporación al proceso a través de nuevas obras de infraestructura de producción, tales como: motocompresores, estaciones de compresión, gasoductos, oleogasoductos, inyección de gas, etc.”

En el “tercer informe trimestral de proyectos en ejecución para evitar o reducir la quema y venteo de gas”, del Activo Integral Aceite Terciario del Golfo, correspondiente a noviembre de 2011 se presentó a la CNH respecto a los volúmenes reales de quema y venteo de gas, las cifras programadas en el Manifiesto A 2011 comparadas con los datos reales de enero a septiembre de 2011 y la proyección de octubre a diciembre del mismo año, como se muestra a continuación:

VOLUMEN PROGRAMADO Y REAL DE GAS QUEMADO Y VENTEO, 2011
(Millones de pies cúbicos diarios)

Mes	Volumen		
	Programado original	Real	Diferencia
Enero	28.4	28.4	0.0
Febrero	21.0	21.0	0.0
Marzo	28.4	28.4	0.0
Abril	37.2	37.2	0.0
Mayo	33.1	33.1	0.0
Junio	32.4	32.4	0.0
Julio	27.0	27.1	(0.1)
Agosto	26.1	25.9	0.2
Septiembre	23.9	21.9	2.0
Octubre	23.1		
Noviembre	20.8		
Diciembre	20.2		

FUENTE: Tercer informe trimestral de proyectos en ejecución para evitar o reducir la quema y venteo de gas del AIATG, proporcionado por la Gerencia de Control de Gestión de PEP.

De acuerdo a lo anterior, en el tercer trimestre del 2011 el AIATG se encuentra dentro de los parámetros establecidos de quema y venteo de gas.

Resumen de Observaciones y Acciones

Se determinó(aron) 3 observación(es) la(s) cual(es) fue(ron) solventada(s) por la entidad fiscalizada antes de la integración de este informe.

Dictamen: limpio

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

La Auditoría Superior de la Federación considera que, en términos generales y respecto de la muestra auditada, Pemex Exploración y Producción cumplió con las disposiciones normativas.

Apéndices

Procedimientos de Auditoría Aplicados

1. Evaluar el comportamiento de los elementos asociados a la producción de petróleo crudo y gas natural de los años 1938 a 2010.

2. Fiscalizar el resultado de la inversión en recuperación secundaria en la producción del Activo Integral Cantarell (Cantarell).
3. Evaluar la inversión efectuada en el Activo Integral Aceite Terciario del Golfo (AIATG) (Chicontepec).
4. Comprobar la razonabilidad de los estudios para la reactivación de pozos en campos maduros.
5. Evaluar el costo beneficio de las inversiones realizadas en los sistemas de recuperación secundaria en campos maduros.
6. Evaluar el cumplimiento de objetivos y metas de Cantarell y AIATG.

Áreas Revisadas

La Subdirección de la Región Norte; la Subdirección de Distribución y Comercialización; las gerencias de Planeación y de Recursos Financieros, y los Activos Integrales Cantarell, Aceite Terciario del Golfo y Poza Rica-Altamira de Pemex Exploración y Producción.

Comentarios de la Entidad Fiscalizada

Es importante señalar que la documentación proporcionada por la entidad fiscalizada para aclarar y/o justificar los resultados y las observaciones presentadas en las reuniones fue analizada con el fin de determinar la procedencia de eliminar, rectificar o ratificar los resultados y las observaciones preliminares determinadas por la Auditoría Superior de la Federación y que les dio a conocer esta entidad fiscalizadora para efectos de la elaboración definitiva del Informe del Resultado.