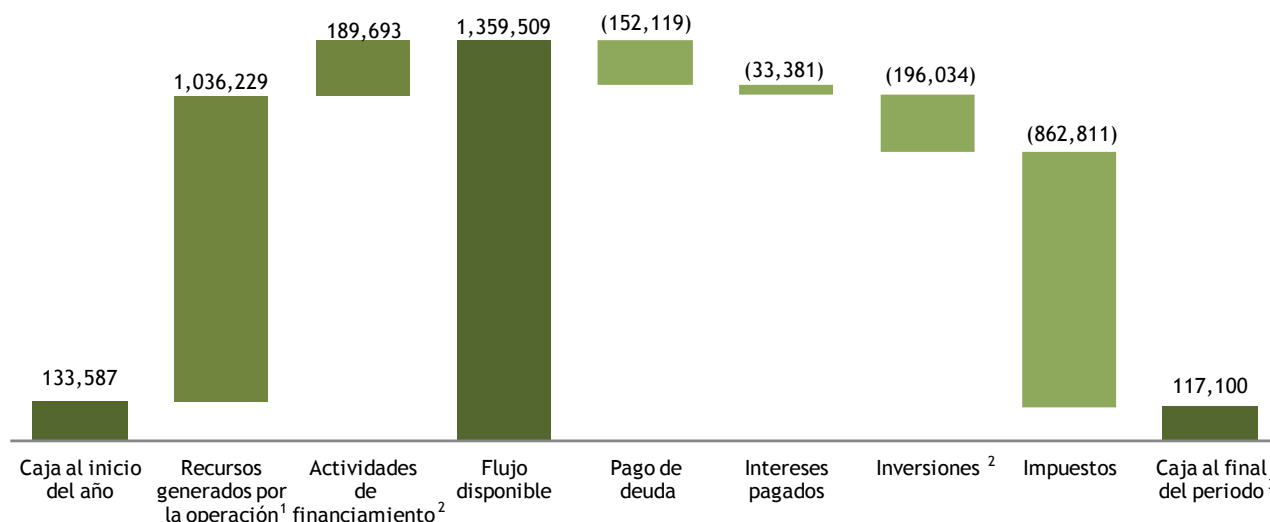


Reporte de resultados de Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias al 31 de diciembre de 2011¹

Del 1 de oct. al 31 de dic.	2010 (Ps. MMM)	2011 (Ps. MMM)	Variación	2011 (U.S.\$ MMM)	Aspectos relevantes
Ventas totales	343.0	420.3	22.5%	30.0	→ Los ingresos por ventas ascendieron a Ps. 420.3 miles de millones.
Rendimiento bruto	163.9	197.8	20.7%	14.1	→ La producción de crudo promedió 2,550Mbd. → El EBITDA incremento 47.7% debido al incremento en ingresos.
Rendimiento de operación	134.5	175.2	30.3%	12.5	→ El pago de impuestos se incrementó en 43.5%, alcanzando Ps. 243.5 miles de millones (U.S.\$ 17.4 miles de millones).
Rendimiento antes de impuestos y derechos	146.1	219.6	50.4%	15.7	→ PEMEX registró una pérdida neta de Ps. 23.8 miles de millones como resultado de un costo integral de financiamiento de Ps. 29.8 miles de millones, derivado de la depreciación del peso respecto al dólar, y de la carga tributaria, que representó el 58% de los ingresos totales.
Impuestos y derechos	169.6	243.5	43.5%	17.4	
Pérdida neta	(23.6)	(23.8)		(1.7)	

Fuentes y usos de recursos al 31 de diciembre de 2011
(Ps. MM)



(1) Antes de impuestos.

(2) Excluye Contratos de Obra Pública Financiada.

(3) Incluye un efecto de Ps. (1,936) millones por cambios en el valor del efectivo.

Resultados operativos

PEMEX				
Principales estadísticas de producción				
	Del 1 de oct. al 31 de dic. de			
	2010	2011	Variación	
Explotación				
Total de hidrocarburos (Mbpced)	3,759	3,698	-1.6%	(61)
Hidrocarburos líquidos (Mbd)	2,600	2,595	-0.2%	(5)
Crudo (Mbd)	2,552	2,547	-0.2%	(6)
Condensados (Mbd)	47	48	1.3%	1
Gas natural (MMpcd) ⁽¹⁾	7,039	6,357	-9.7%	(682)
Transformación industrial				
Gas seco de plantas (MMpcd) ⁽²⁾	3,570	3,697	3.6%	128
Líquidos del gas natural (Mbd)	376	372	-1.1%	(4)
Petrolíferos (Mbd) ⁽³⁾	1,230	1,315	6.9%	85
Petroquímicos (Mt)	1,462	1,336	-8.6%	(126)

(1) Incluye nitrógeno.
(2) No incluye gas seco elaborado y utilizado como combustible por Pemex-Refinación.
(3) Incluye GLP de Pemex-Gas y Petroquímica Básica; Pemex-Explotación y Producción y Pemex-Refinación.

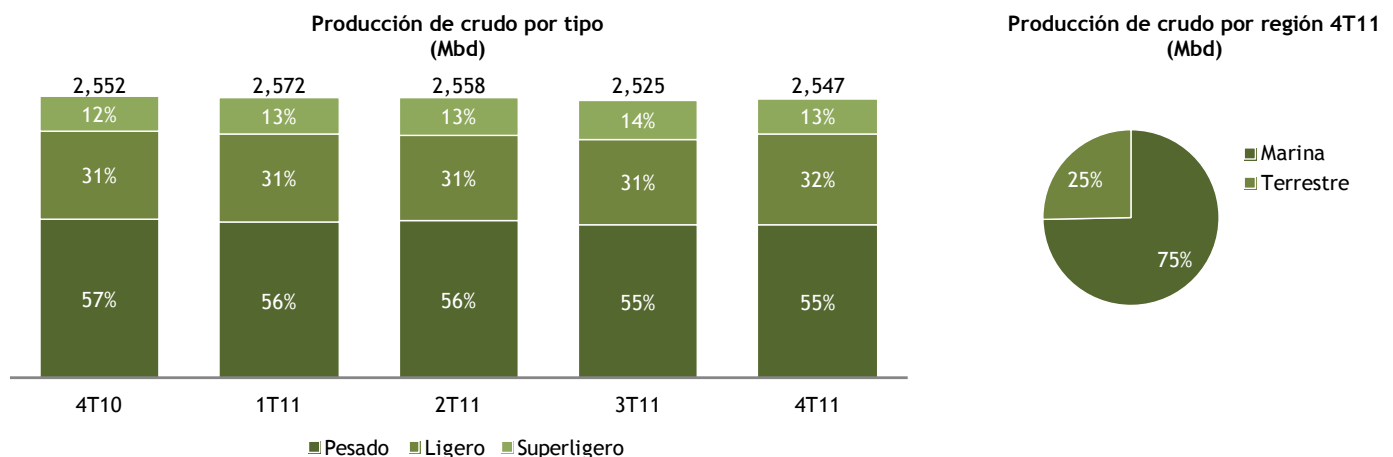
Exploración y producción 4T11

Producción de crudo

La producción total de petróleo crudo alcanzó 2,547 Mbd, 0.2% menor al promedio del cuarto trimestre de 2010. La diferencia se debió a:

- Demoras en la terminación de pozos en Cantarell debido a retrasos en la contratación de equipos de perforación, consecuencia del aplazamiento de procesos de licitación, así como por cambios en las condiciones de mercado.
- La declinación natural de los proyectos Crudo Ligero Marino, de la Región Marina Suroeste y Cantarell de la Región Marina Noreste.

Lo anterior fue parcialmente compensado por mayor producción (aproximadamente 17 Mbd) en el proyecto Aceite Terciario del Golfo (ATG), como resultado del inicio de operación de nuevos pozos y la aplicación de acciones orientadas al mantenimiento de la producción base. De igual forma, se observaron incrementos en la producción de crudo ligero, derivadas de las actividades de terminación y reparación de pozos en los proyectos Yaxché y Och-Uech-Kax, en la Región Marina Suroeste y Ogarrio-Magallanes, en la Región Sur.

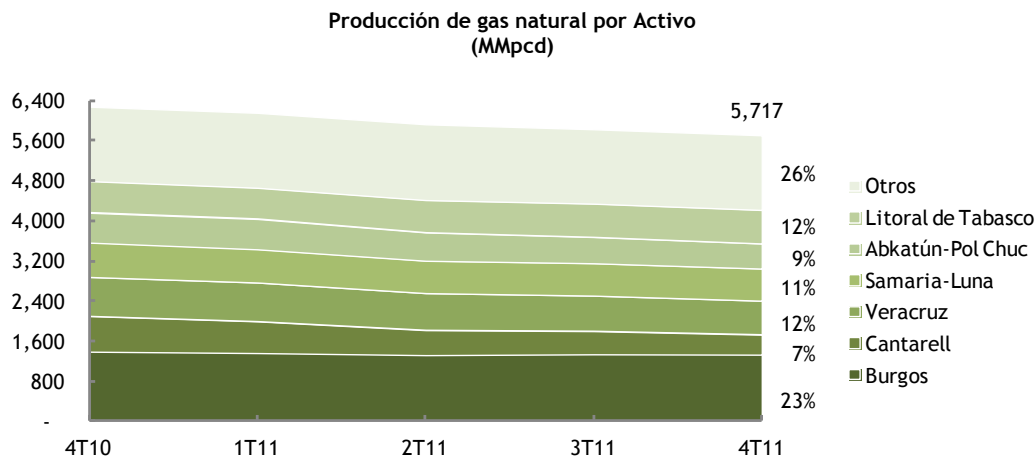
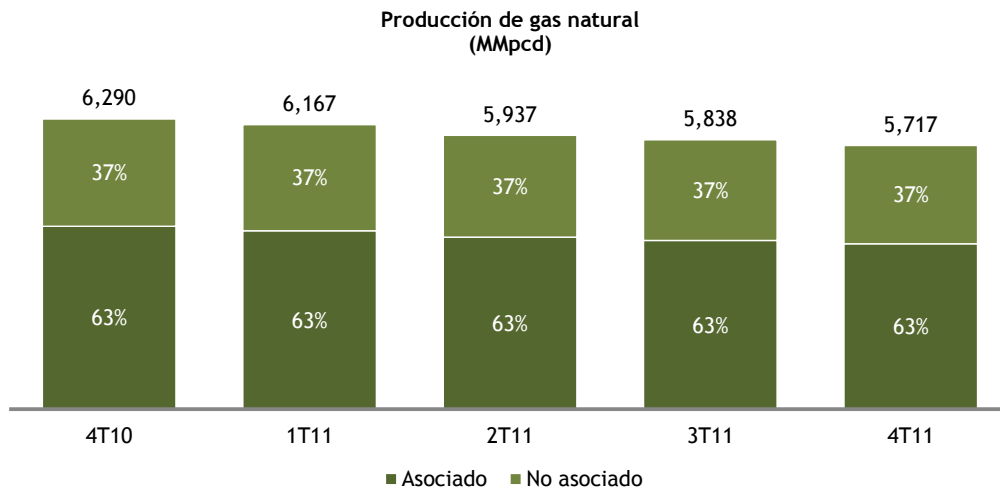


Producción de gas natural

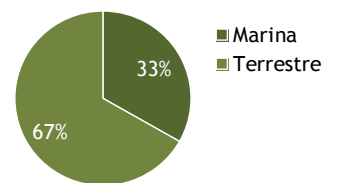
La producción total de gas natural fue inferior en 9.1%² debido a:

- Menor actividad programada en la perforación y terminación de pozos en los Activos Burgos y Veracruz, de la Región Norte, en respuesta al comportamiento de los precios del gas en el mercado de EEUU.
- Menor producción de gas asociado derivado de la estrategia de mantenimiento de presión en los proyectos Antonio J. Bermúdez y Jujo-Tecominoacán, de la Región Sur, y a la declinación natural de la producción en los proyectos Caan, de la Región Marina Suroeste, y Cantarell, de la Región Marina Noreste.

Lo anterior fue parcialmente compensado por aumentos en la producción de gas asociado en los Activos Litoral de Tabasco, de la Región Marina Suroeste, y ATG, de la Región Norte.



Producción de gas natural por tipo de campo 4T11 (MMpcd)



² No incluye nitrógeno.

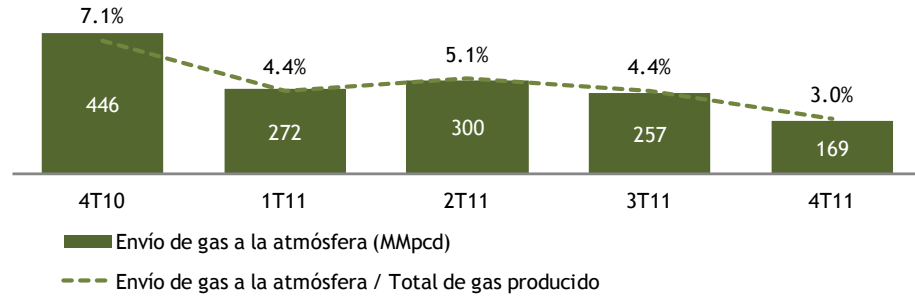
Envío de gas a la atmósfera

El envío de gas a la atmósfera se contrajo 62.1% debido, principalmente, a:

- La instalación de infraestructura para el manejo y transporte de gas en regiones marinas.
- La implementación de iniciativas para fortalecer la confiabilidad operacional.
- La ejecución de estrategias en Cantarell para optimizar la explotación de pozos con alto contenido de gas asociado.

El aprovechamiento de gas natural fue mayor a 97%.

Envío de gas a la atmósfera

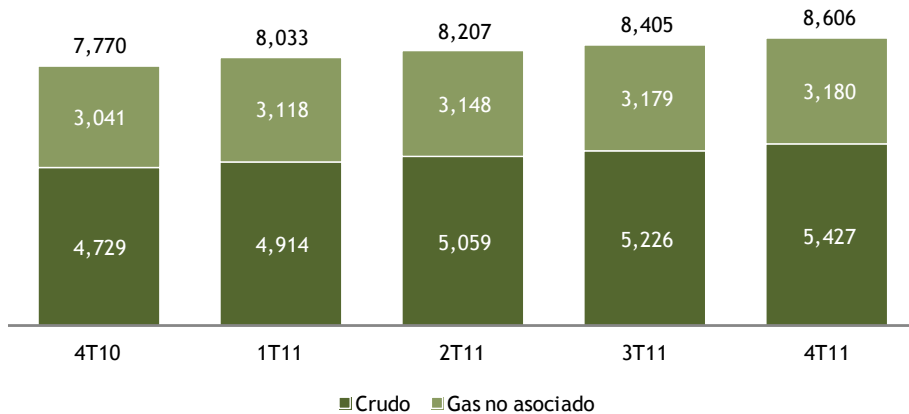


Infraestructura de operación

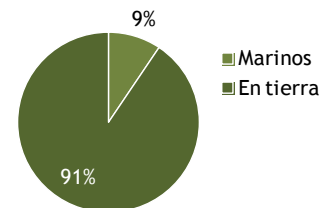
PEMEX ha ampliado el uso de tecnología e información en sus actividades de perforación para mejorar la eficiencia y la generación de valor.

- La terminación de pozos se incrementó en 72 pozos debido, principalmente, a mayor actividad de perforación de desarrollo en los proyectos ATG y Burgos, de la Región Norte.
- El promedio de número de pozos en operación ascendió a 8,606, 836 pozos mas que el promedio del cuarto trimestre de 2010. Esto se atribuyó a:
 - Mayor conexión de pozos en el Activo ATG;
 - Aumento en la terminación de pozos en los proyectos Ogarrio-Magallanes, Delta del Grijalva y ATG; y
 - Reapertura de pozos de producción en el Activo Poza Rica-Altamira.
- El número de equipos en operación aumentó 30% por mayor actividad en los proyectos ATG, Burgos, Antonio J. Bermúdez, Delta del Grijalva y Samaria Somero.

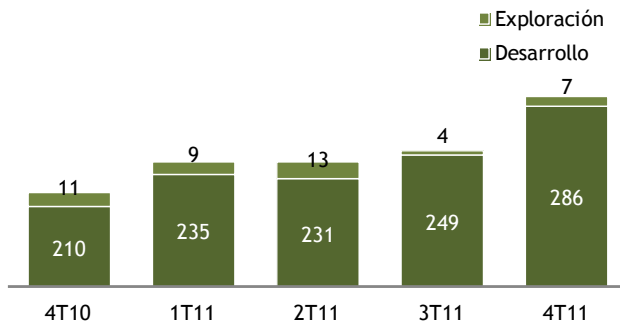
Pozos promedio en operación



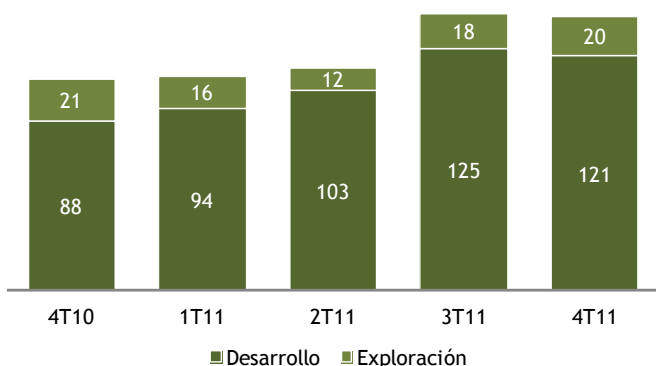
Pozos promedio en operación por tipo de campo 4T11



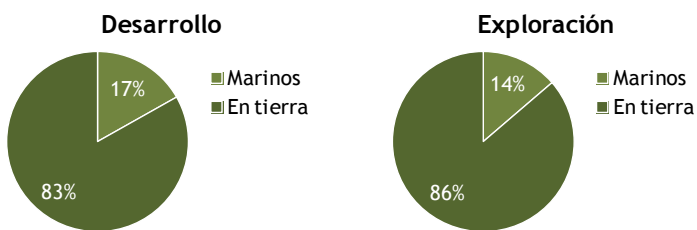
Pozos terminados



Equipos de perforación promedio



Equipos de perforación promedio por tipo 4T11

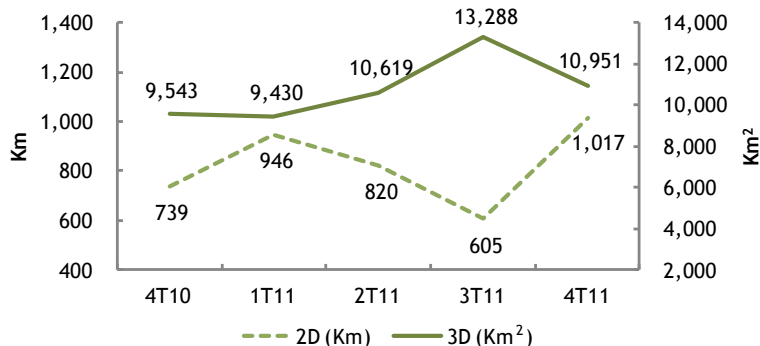


Información sísmica

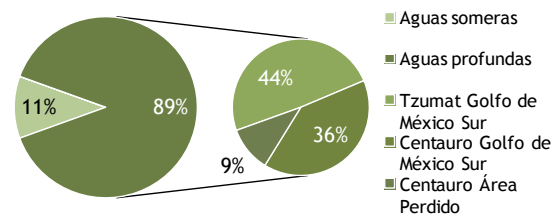
La adquisición de información sísmica 2D aumentó 37.7%, debido a mayor actividad en el proyecto Burgos orientada, principalmente, a la localización de gas en lutitas (gas shale), además, con el mismo propósito, se inició la adquisición de información en la cuenca de Veracruz.

La información sísmica 3D aumentó 14.8%, debido a mayor actividad en aguas profundas del Golfo de México, así como por la adquisición de información adicional en la cuenca del sureste, para la evaluación de nuevas provincias productoras y la incorporación de reservas.

Información sísmica



Información sísmica 3D 4T11



Descubrimientos

Como resultado de la actividad exploratoria, los pozos Terra 1DL y Hokchi confirmaron la presencia de aceite ligero y aceite negro, respectivamente.

El pozo Nen 1, que se perforó con la plataforma semi-sumergible Centenario, en un tirante de agua de 1.49 Km y a una profundidad total de 4.35 Km, confirmó la presencia de gas seco. Con este pozo, PEMEX continúa determinando el potencial petrolero de las aguas profundas del Golfo de Mexico.

PEMEX						
Principales descubrimientos del 1 de octubre al 31 de diciembre de 2011						
Proyecto	Pozo	Era geológica	Producción inicial		Tipo de hidrocarburo	
			Crudo y condensados (bd)	Gas (MMpcd)		
Samaria-Luna	Terra 1DL	Jurásico Superior Kimmeridgiano	263.0	0.5	Aceite ligero	
Litoral de Tabasco	Hokchi 101	Mioceno Medio	2,453.0	1.1	Aceite negro	4T11
	Nen 1	Mioceno Superior	0.0	27.1	Gas seco	
Litoral de Tabasco	Kinbe-1	Jurásico Superior Kimmeridgiano	5,679.0	9.1	Aceite Ligero	3T11
Burgos	Bocaxa-1	Eoceno	144.0	1.5	Gas y Condensado	
Burgos	Bragado-1	Eoceno Jackson Medio	41.0	1.6	Gas Húmedo	
	Lindero-1	Oligoceno Medio Frío Marino	49.0	2.8	Gas Húmedo	
	Siroco-1	Eoceno Jackson Medio	47.0	2.1	Gas Húmedo	2T11
Holok-Temoa	Piklis-1	Mioceno Inferior	90.2	18.2	Gas Húmedo	
Litoral de Tabasco	Xanab-101	Cretácico Superior-Medio	3,786.0	2.6	Aceite Ligero	
Veracruz	Chancarro-1	Mioceno Superior		6.1	Gas Seco	
El Golpe-Puerto Ceiba	Pareto-1	Jurásico Superior Kimmeridgiano	3,703.0	8.0	Aceite Ligero	1T11
Burgos	Emergente-1	Cretácico Superior Eagle Ford		2.9	Gas seco	

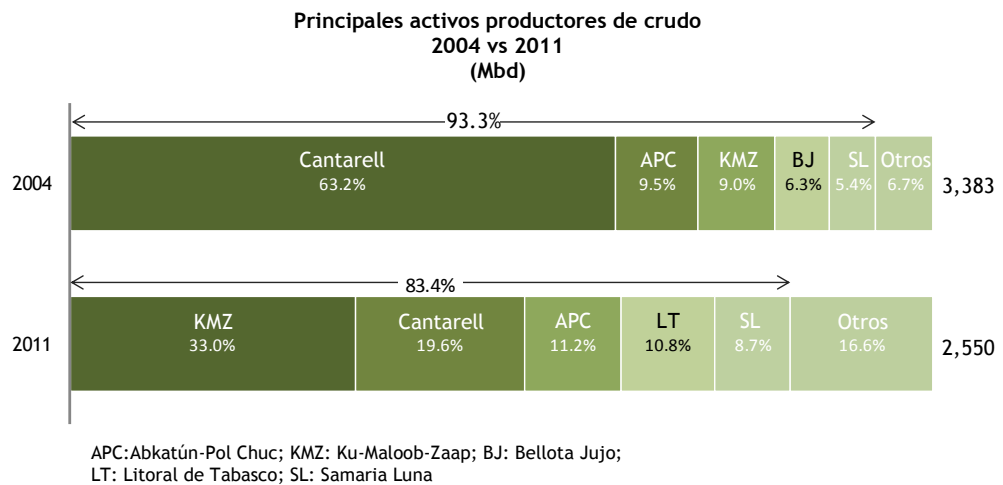
Exploración y producción 2011

En 2011, PEMEX continuó con una estrategia de ampliar el número de activos productivos así como estabilizar o aumentar la producción de activos existentes. En el año, se presentaron numerosos eventos que repercutieron en la producción, algunos relacionados a fenómenos climatológicos y otros a salidas no programadas de plantas.

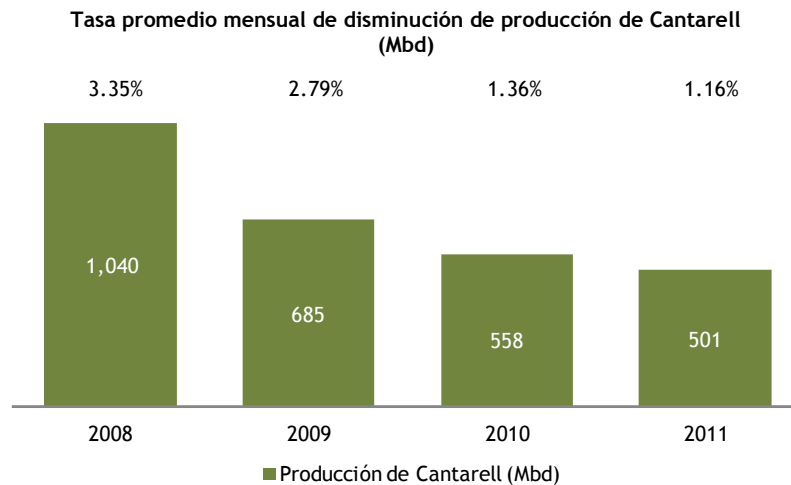
- Producción de crudo** La producción de crudo se ubicó en 2,550 Mbd, mostrando una disminución de 26 Mbd respecto al 2010, debido a:
- Operaciones de mantenimiento en el FPSO Yuum K'ak' Naab.
 - Condiciones climatológicas desfavorables ocasionadas por la tormenta tropical "Nate".
 - Demoras en la terminación de pozos en Cantarell debido a retrasos en la contratación de equipos de perforación, consecuencia del aplazamiento de procesos de licitación.
 - La salida temporal de operaciones de la planta productora de nitrógeno, Compañía de Nitrógeno de Cantarell (CNC), que abastece de dicho gas a diversos proyectos para el mantenimiento de la presión de campos.
 - La declinación natural de campos en los proyectos Antonio J. Bermúdez y Jujo-Tecominoacan, en la Región Sur, y Cantarell, en la Región Marina Noreste.
 - El avance de la zona de contacto gas-aceite en los proyectos Ixtal-Manik y Caan en la Región Marina Suroeste.

Las diferencias anteriores fueron parcialmente compensadas por incrementos de la producción de crudo en los proyectos Yaxché, Delta del Grijalva, Ogarrío Magallanes y en el activo Aceite Terciario del Golfo.

Diversificación de proyectos Por tercer año consecutivo, el Activo Ku-Maloob-Zap (KMZ), conformado por los campos Ku, Maloob, Zaap, Bacab y Lum, fue el principal Activo productor de Petróleos Mexicanos. A través de la estabilización de la producción de Activos existentes y la inclusión de nuevos de proyectos, PEMEX ha logrado estabilizar la producción de petróleo crudo.



En 2011, los esfuerzos implementados en Cantarell para incrementar el factor de recuperación y estabilizar la producción del Activo, dieron lugar a una tasa promedio mensual de declinación de 1.16%, que equivale a una disminución mensual de la producción de aproximadamente 6 Mbd.



Gas Natural

La producción de gas natural en 2011 disminuyó 6.7% a 5,913 MMpcd, lo que se debió principalmente a:

- Menor producción en los activos Burgos y Veracruz, de la Región Norte, debido a una menor actividad programada de perforación y terminación de pozos derivada, principalmente, de factores de mercado, en particular, la tendencia a la baja de los precios del gas natural en el mercado de Estados Unidos de América; y
- Menor producción de gas asociado en el proyecto Antonio J. Bermúdez y en el activo Cantarell, debido a la administración de sus yacimientos.

Aprovechamiento de gas

El envío de gas a la atmosfera se redujo en 40.8% a 249 MMpcd derivado de:

- La instalación de infraestructura para el manejo y transporte de gas principalmente en las regiones marinas.
- La consolidación de iniciativas para fortalecer la confiabilidad operacional.
- La ejecución de estrategias en Cantarell para optimizar la explotación de pozos con alto contenido de gas.

Producto de lo anterior, en 2011, el aprovechamiento de gas alcanzó el 95.8%.

Infraestructura de operación

PEMEX ha replanteado su estrategia de perforación mediante un uso más intensivo de tecnología y equipos de última generación:

- En 2011, el número de pozos terminados se redujo en 269 pozos debido, principalmente, a menor actividad en los Activos ATG y Burgos.
- El promedio de pozos en operación aumentó en 837 pozos, esencialmente por la reapertura de pozos en el Activo Poza Rica-Altamira y la terminación e incorporación de pozos en los proyectos Ogarrio-Magallanes, Delta del Grijalva y en el Activo ATG.

El número de equipos de perforación en operación registró una diferencia de 2 equipos respecto a 2010, alcanzando 128 equipos.

Información Sísmica En 2011, la obtención de información sísmica 2D y 3D registraron incrementos de 43.8% y 78.7%, respectivamente, debido a mayor actividad en los activos Burgos y Veracruz, así como por mayor actividad en aguas profundas del Golfo de México y en la cuenca del Sureste.

Descubrimientos Entre los pozos exploratorios del 2011, destacan el pozo Emergente 1, con el que se inició la evaluación de los recursos petrolíferos en lutitas en México. Los pozos, Pareto-1, Xanab-101 y Kinbe-1, de los activos Bellota-Jujo y Litoral de Tabasco, que confirman el potencial remanente en la cuenca del sureste y, finalmente, los pozos Piklis-1 y Nen-1 con los que se continuó evaluando la viabilidad productora de las aguas profundas del Golfo de México.

Proyectos de exploración y producción

Contratos Integrales

Primera ronda

El 1 de marzo de 2011 PEMEX lanzó la convocatoria para la licitación de la primera ronda de Contratos Integrales para Exploración y Producción de campos maduros en la Región Sur. Los bloques licitados fueron Santuario, Carrizo y Magallanes.

El 18 de agosto PEMEX adjudicó los contratos de la siguiente forma:

- Campos Magallanes y Santuario a Petrofac Facilities Management Limited; y
- Campo Carrizo a Dowell Schlumberger de México S.A. de C.V.

En el proceso se adquirieron 53 paquetes de bases de licitación y participaron 27 empresas.

Los campos adjudicados cuentan con una reserva 3P de 207 MMbpce y actualmente producen alrededor de 15 Mbd. Se estima que con la entrada en vigor de los contratos, la producción incremente en 55 Mbd.

Segunda ronda

El 19 de enero de 2012 PEMEX publicó la licitación para campos maduros de la Región Norte que contempla los bloques de San Andrés, Arenque, Pánuco, Tierra blanca, Atún y Altamira.

La producción actual de dichos bloques es de 17 Mbd y cuenta con una reserva 3P de 224 MMbpce. Se estima que los contratos serán asignados durante el primer semestre de 2012.

Para mayor información consulte [Contratos Integrales Exploración y Producción](#)³

Gas shale

En febrero de 2011 PEMEX obtuvo su primera producción de lutitas gasíferas o gas shale con el pozo Emergente-1. Actualmente este pozo está produciendo 1.31 MMpcd.

Asimismo, en 2011, se concluyó la perforación de tres pozos exploratorios adicionales, Montañas-1, Nomada-1 y Percutor-1, los cuales se encuentran en etapa de terminación y se inició la perforación de otro más, el Habano-1.

Derivado de los estudios realizados, se han definido 5 áreas prospectivas con potencial petrolero y en la actualidad se trabaja en la planeación y diseño de los laboratorios de campo shale, mismos que se espera que inicien operaciones en mayo de 2012.

³ <http://contratos.pemex.com/portal/>

Capacidad de almacenamiento

En octubre de 2011 entró en operación un tanque de almacenamiento de petróleo crudo con capacidad de 500 Mb en la Terminal Marítima de Pajaritos, el cual ayudará a incrementar la confiabilidad operativa y reducirá los costos de operación y las emisiones de gases.

Calidad del crudo de exportación

En 2011, PEMEX inició la segunda etapa del proyecto de deshidratación y desalado del crudo Maya de la Sonda de Campeche, mediante el cual se esperan tratar hasta 1.1 MMbd de crudo pesado con el objetivo de mantener la calidad de exportación del crudo Maya y cumplir con las especificaciones requeridas para su comercialización.

Nueva estructura de PEP

En septiembre de 2011, el Consejo de Administración de Pemex-Exploración y Producción aprobó la reorganización de su estructura interna con el fin de tener una ejecución más efectiva en cada una de sus áreas operativas.

Aceite Terciario del Golfo

En 2011 PEMEX, replanteó la estrategia de explotación en el Activo Integral Aceite Terciario del Golfo (ATG). Entre las tareas realizadas destacan:

- La instalación de laboratorios de campo en diversos sectores con el fin de mejorar el conocimiento sobre las formaciones e incrementar la recuperación de hidrocarburos; y
- El desarrollo de Medidores de Producción Portátiles Bifásicos (equipos especializados para medición en pozos) lo que ha permitido evaluar 90% de los pozos del activo y realizar un análisis de datos más eficiente.

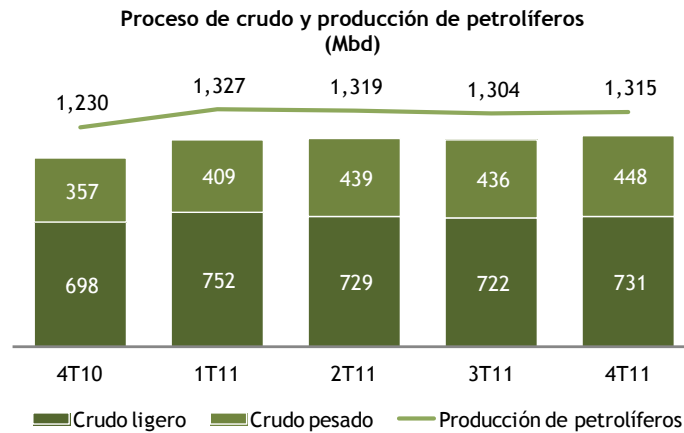
Como resultado los pozos de ATG presentaron un incremento significativo en productividad y menores tasas de declinación.

Procesos industriales 4T11

Proceso de crudo

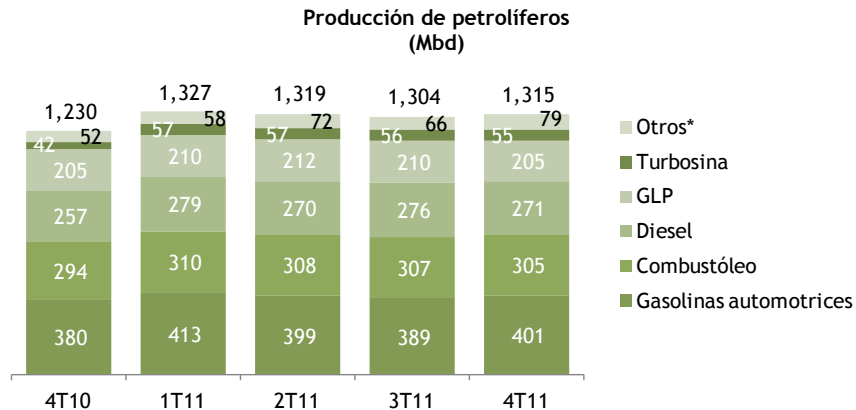
El proceso total de petróleo crudo aumentó 11.8% debido, principalmente, a la disminución del proceso que se observó durante el mismo periodo del 2010, consecuencia de un incidente en la planta hidrodesulfuradora de gasóleos de la Refinería en Cadereyta.

La capacidad utilizada de destilación primaria registró un incremento de 2.7 puntos porcentuales, de 69.1% a 71.8% de su capacidad total.



Producción de petrolíferos

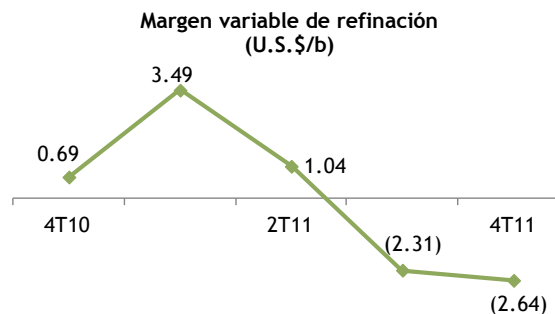
En línea con lo anterior, la producción total de petrolíferos aumentó 6.9%, o 85 Mbd, debido, principalmente, a mayor producción de gasolinas, diesel y turbosina.



* Incluye parafinas, extracto de furfural, aeroflex, asfalto, lubricantes, coque, aceite ciclico ligero y otras gasolinas.

Margen variable de refinación

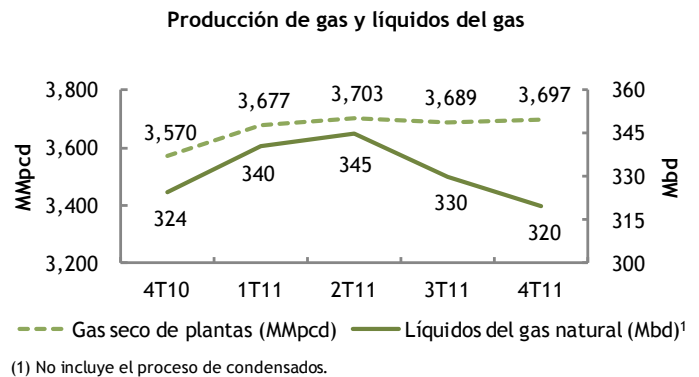
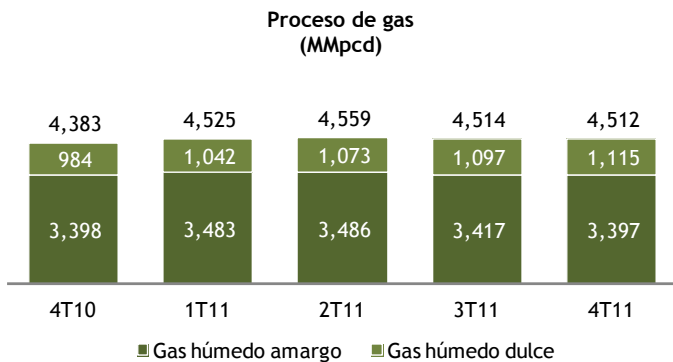
El margen variable de refinación disminuyó U.S.\$3.33/b, a un margen negativo de U.S.\$2.64/b, derivado, en gran parte, de la alta volatilidad que presentaron los precios del crudo y petrolíferos en los mercados internacionales por factores socio-políticos, macroeconómicos y financieros.



Proceso y producción de gas

La producción de gas seco aumentó 3.6% debido a un incremento de 2.9% en el proceso de gas por mayor disponibilidad de gas húmedo dulce.

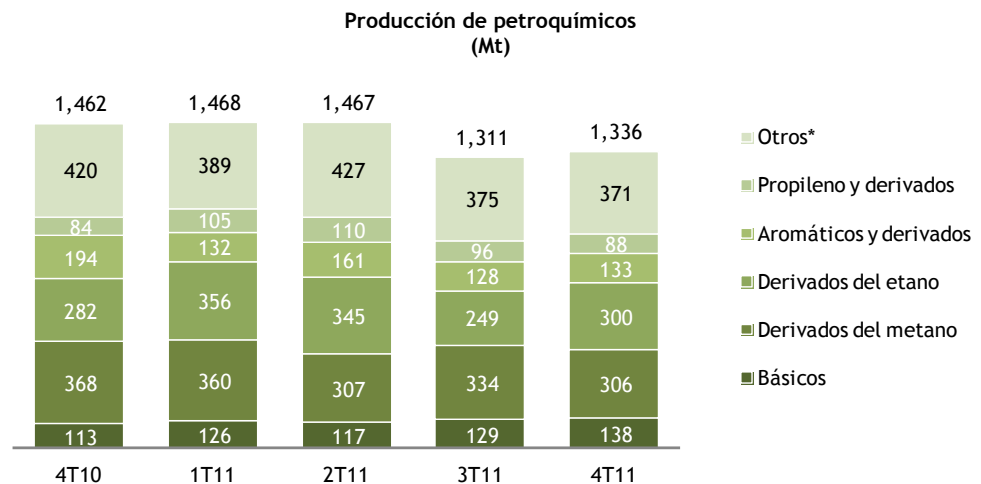
El proceso de condensados incrementó 2.0% por mayor producción en las Regiones Marinas, no obstante, la producción de líquidos del gas disminuyó 1.1% debido a trabajos de mantenimiento en planta criogénica II del CPG Ciudad Pemex y a menor contenido de propano en el gas húmedo.



Producción de petroquímicos

La elaboración de petroquímicos descendió 8.6%, de conformidad con la estrategia de PEMEX de enfocarse en las cadenas de petroquímicos más rentables. En este sentido:

- La cadena de aromáticos y derivados disminuyó debido a la decisión estratégica de reducir la elaboración de componentes para gasolina, ante el incremento de costos de insumos;
- La producción de propileno y derivados se redujo por menor demanda de productos;
- La cadena de derivados del metano registró una disminución de 17.0%, debido a menor producción de amoníaco y anhídrido carbónico por altos inventarios; y
- La producción en la cadena de derivados del etano aumentó 6.4%, debido a que se tuvieron condiciones normales de operación en comparación con el cuarto trimestre de 2010.



*Incluye ácido muriático, butadieno crudo, ceras polietilénicas, especialidades petroquímicas, hidrocarburos licuables de BTX, hidrógeno, isohexano, líquidos de pirólisis, oxígeno, CPDI, azufre, isopropanol, gasolina amorfa, gasolina base octano y nafta pesada.

Procesos industriales 2011**Proceso de crudo y producción de petrolíferos**

El proceso total de petróleo crudo fue de 1,167 Mbd, 1.5% inferior al proceso de 2010, esto, principalmente, como resultado de mantenimientos realizados en el Sistema Nacional de Refinación, así como por interrupciones del suministro de energía eléctrica, lo que originó paros y retrasos de procesos.

En consecuencia, la capacidad utilizada de destilación primaria registró un descenso de 2.7%, respecto a 2010, y la producción total de petrolíferos disminuyó en 3.3% ubicándose en 1,316 Mbd.

Al cierre del 2011 se registró un margen variable de refinación negativo de U.S.\$0.09 por barril, en comparación con U.S.\$-0.21 registrado al cierre de 2010, como consecuencia de mejores condiciones operativas y de mercado.

Proceso de gas natural y producción de gas seco y líquidos del gas

El proceso de gas natural registró un incremento de 1.2%, alcanzando un proceso total de 4,527 MMpcd. Lo anterior se debió a una mayor disponibilidad de gas húmedo dulce y gas asociado amargo proveniente, principalmente, de campos en las Regiones Norte y Sur respectivamente. Asimismo, el proceso de condensados aumento 7.4% como resultado de una mayor producción en las Regiones Marinas y la Región Norte.

Como resultado las producciones de gas seco y líquidos del gas incrementaron en 2.0% y 1.5%, respectivamente, en comparación al 2010.

Elaboración de petroquímicos

La elaboración de petroquímicos se ubicó en 5,583 Mt, 8.8% inferior a la producción de 2010. Esto, de conformidad con la estrategia de la empresa de enfocarse en las cadenas de petroquímicos más rentables, así como a mantenimientos en las plantas de etileno y cloruro de vinilo en el Complejo Petroquímico Morelos y a paros no programados de la planta de acrilonitrilo en dicho complejo.

La producción de la cadena de aromáticos y derivados disminuyó debido a la decisión estratégica de reducir la elaboración de componentes para gasolina ante el incremento en el costo de insumos. La producción de propileno y derivados se redujo ante una menor demanda de productos y, finalmente, la cadena de derivados del etano disminuyó por los mantenimientos arriba mencionados.

La disminución en la producción total de petroquímicos se vio parcialmente compensada por un aumento del 5.4% en la cadena de derivados del metano, debido a una mayor producción de metanol.

Proyectos de organismos industriales

Mejora del Desempeño Operativo (MDO)

Con el fin de incrementar la confiabilidad operacional en el Sistema Nacional de Refinación (SNR), en 2010 se implementó el programa de Mejora del Desempeño Operativo (MDO) con el cual se espera transformar favorablemente los resultados del SNR. La Fase I del programa, “identificación y evaluación”, inició en las refinerías de Madero y Salina Cruz y, en 2011, se continuó con las refinerías de Cadereyta, Tula, Salamanca y Minatitlán.

Al 31 de diciembre de 2011 se identificaron 230 oportunidades técnicas, de las cuales 62 están en proceso de implementación, 52 en desarrollo de soluciones y el resto se encuentran en evaluación técnica y económica. Con esto se ha iniciado la Fase 2 del programa “implementación y monitoreo”.

Calidad del gas

Pemex continúa implementando medidas para cumplir con las normas oficiales de calidad, establecidas en la NOM-001-SECRE-2010. En 2011 se implementaron medidas como:

- Procedimientos operativos para controlar la concentración del nitrógeno en el gas a proceso.
- Se concluyó la modificación de la planta criogénica II, del CPG Ciudad Pemex.
- Se instalaron los analizadores de H₂S, H₂O y cromatógrafos para asegurar el nivel de calidad del gas.
- Se realizaron adecuaciones a sistemas operativos y de control para asignar descuentos en caso de desviaciones en niveles de calidad.
- Se contrataron servicios para la captura de licuables a través de plantas de control de punto de rocío en el Activo Veracruz.

Estabilización de plantas en Minatitlán

Durante el segundo trimestre de 2011 se concluyeron las obras de reconfiguración de la refinería de Minatitlán. Actualmente todas las plantas se encuentran operando, con excepción de la planta de alquilación, la cual entró a estabilización a mediados de febrero de 2012.

Nueva Refinería en Tula

El 15 de febrero de 2012 PEMEX, adjudicó la contratación de los “Servicios de Ingeniería y Administración del Proyecto en la Etapa de desarrollo de ingeniería”. El contrato se asignó a ICA Fluor Daniel y sus empresas asociadas.

El contrato tendrá una duración de 421 días, con un monto de US\$135 millones y entrará en vigor el 12 marzo de 2012. Es importante resaltar que estos trabajos se ejecutarán con un 63% de contenido nacional, con lo que PEMEX apoya el desarrollo de la ingeniería mexicana.

Coinversión con Mexichem

El 21 de octubre, la Comisión Federal de Competencia autorizó la coinversión de PEMEX y la empresa mexicana Mexichem, mediante la cual se espera incrementar la producción de cloruro de vinilo, lo que cumple con los objetivos de PEMEX de cooperar con el sector privado para impulsar a la industria petroquímica nacional.

Laboratorios de Petroquímicos

PEMEX, el Instituto Mexicano del Petróleo y el Centro de Investigación de Química Aplicada trabajarán de manera conjunta en un laboratorio de petroquímicos para analizar las propiedades térmicas, mecánicas y ópticas de los productos petroquímicos que PEMEX comercializa, para ser utilizada posteriormente en la penetración de mercados, incrementación en la venta de productos, así como para proveer asistencia a clientes.

Importación de Gas LP

El 4 de noviembre de 2011 Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB) llevó a cabo con éxito la subasta en reversa para la importación de gas licuado del petróleo. La empresa ganadora fue Petredec Ltd. con la asignación de contratos multianuales (abril de 2012 a marzo de 2013) lo que se traduce en ahorros por más de US\$100 millones.

Ventas de primera mano de petrolíferos

El 31 de enero de 2012 venció el plazo para suscribir los Contratos de Ventas de Primera Mano de petrolíferos, en cumplimiento con la nueva regulación derivada de la Reforma Energética de 2008. Al 2 de febrero de 2012, un total de 9,547 franquiciatarios, que representan 95.7% de la red total en el país, suscribieron dicho contrato y 250 se encuentran en proceso de firma, con lo que el 98.3% de la red de estaciones de servicio quedará incorporada a este esquema de ventas de primera mano.

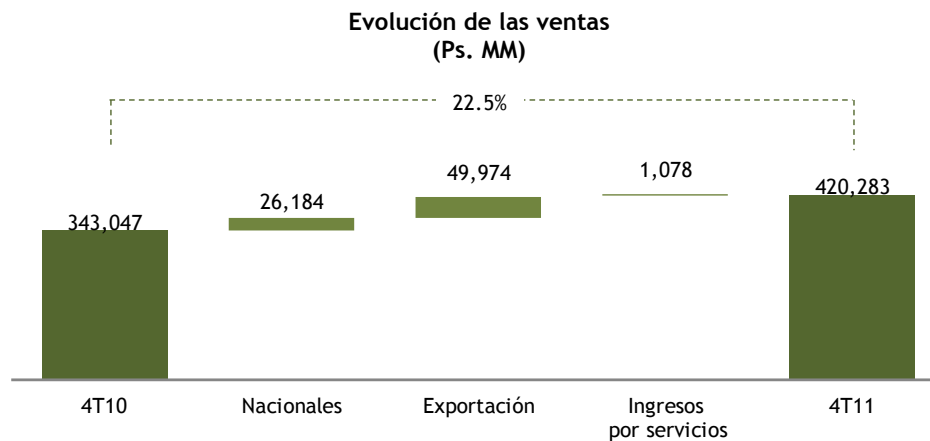
Resultados financieros

PEMEX					
Estado de resultados consolidado					
	Del 1 de oct. al 31 de dic. de				
	2010	2011	Variación	2011	
	(Ps. MM)			(U.S.\$MM)	
Ventas totales	343,047	420,283	22.5%	77,235	30,041
En México	176,148	202,332	14.9%	26,184	14,462
De exportación	165,792	215,766	30.1%	49,974	15,422
Ingresos por servicios	1,108	2,186	97.3%	1,078	156
Costo de ventas	179,181	222,475	24.2%	43,293	15,902
Rendimiento bruto	163,866	197,808	20.7%	33,942	14,139
Gastos generales	29,374	22,567	-23.2%	(6,806)	1,613
Gastos de distribución y transportación	9,620	7,119	-26.0%	(2,501)	509
Gastos de administración	19,754	15,449	-21.8%	(4,306)	1,104
Rendimiento de operación	134,492	175,241	30.3%	40,749	12,526
Otros ingresos (gastos)	13,189	75,762	474.4%	62,573	5,415
IEPS devengado	16,152	55,523	243.8%	39,371	3,969
Otros	(2,963)	20,239	783.2%	23,202	1,447
Resultado integral de financiamiento	(2,345)	(29,848)	-1172.7%	(27,503)	(2,133)
Participación en resultados de subsidiarias y asociadas que no consolidan	749	(1,500)	-300.3%	(2,249)	(107)
Rendimiento antes de impuestos y derechos	146,085	219,654	50.4%	73,569	15,700
Impuestos y derechos	169,646	243,480	43.5%	73,834	17,403
Rendimiento neto	(23,561)	(23,826)	-1.1%	(265)	(1,703)

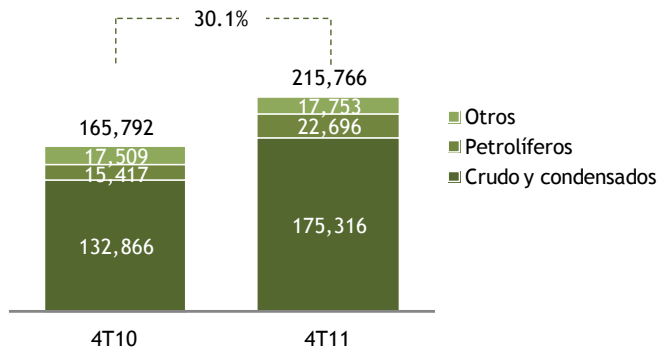
Ventas

El incremento en ventas totales fue de 22.5%, como resultado, principalmente, de:

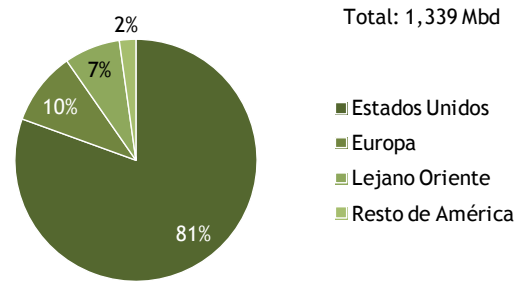
- Un aumento de 34.3% en el precio de la mezcla mexicana de crudo, de U.S.\$77.8 por barril en el cuarto trimestre de 2010 a U.S.\$104.4 por barril en el mismo trimestre de 2011. Lo anterior fue parcialmente compensado por una disminución en el volumen de crudo exportado de 10.5%, mismo que promedió 1,339 Mbd en el trimestre.
- Un aumento del 20.0% en el precio de la gasolina regular en la Costa Norteamericana del Golfo de México de U.S.¢218.62 por galón a U.S.¢262.27.
- Asimismo, se registraron mayores precios de productos para venta en México; gasolinas (Magna 11.7%, Premium, 5.2%), diesel (11.2%), combustóleo (38%), turbosina (39.7%) y asfaltos (38.2%). Adicionalmente, los volúmenes de venta de los siguientes productos también registraron incrementos, gasolina premium (13.1%), combustóleo (21.6%) y turbosina (12.5%).



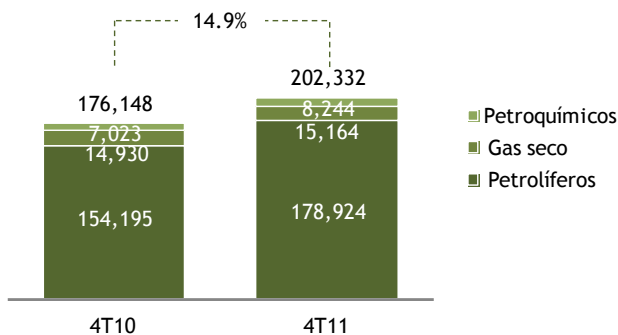
Exportaciones
(Ps. MM)



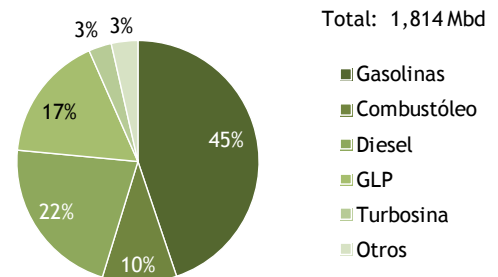
Exportaciones de crudo por destino geográfico



Ventas en México
(Ps. MM)



Ventas de Petrolíferos en México



Costos y gastos de operación

Los costos y gastos de operación aumentaron en 17.5% como resultado de:

- Un incremento de 24.2% registrado en el costo de ventas en el trimestre principalmente por:
 - Un aumento de 30.3% en el monto de compras de productos para reventa como resultado de mayores precios de hidrocarburos y sus derivados.
 - Un incremento del 49.5% en gastos de operación debido, principalmente, a mayores gastos en servicios personales (10.7%), materiales (83.9%), servicios auxiliares pagados a terceros (45.9%) y arrendamientos varios (45.7%). Esto, fue parcialmente contrarrestado por disminuciones en honorarios pagados a terceros (89.4%), impuestos sobre nomina (72.5%) y fianzas y seguros (76.1%).
 - Un incremento del 14.8% en gastos de exploración, así como un aumento de 49.0% en gastos de conservación y mantenimiento.

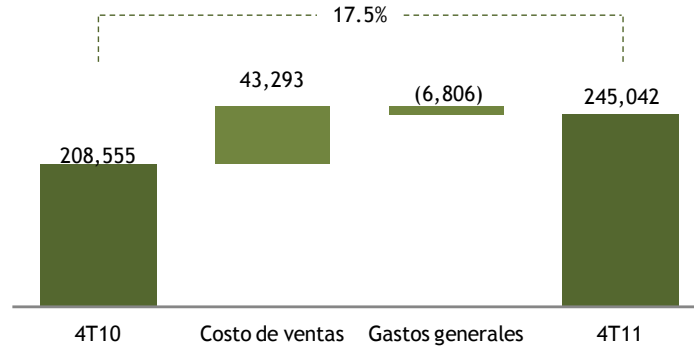
Lo anterior, fue parcialmente compensado por disminuciones de 7.2% en amortizaciones y 35.4% en el costo neto del periodo de beneficios a empleados.

Los gastos generales, que están integrados por gastos de distribución y gastos de administración, mismos que disminuyeron en 23.2%. En este sentido, los gastos de distribución disminuyeron 26.0% como resultado de una disminución en gastos de operación, gastos de conservación y mantenimiento, depreciación y costo neto del periodo de beneficios a empleados. Asimismo, los gastos de administración fueron 21.8% menores derivado de una disminución de 41.7% en el costo neto del periodo y de 13.2% en gastos de operación.

Otros Ingresos

El incremento de 474.4% de otros ingresos se debió, fundamentalmente, a un incremento de 243.8% en ingresos derivados de la tasa negativa del IEPS⁴.

Evolución de costos y gastos de operación (Ps. MM)

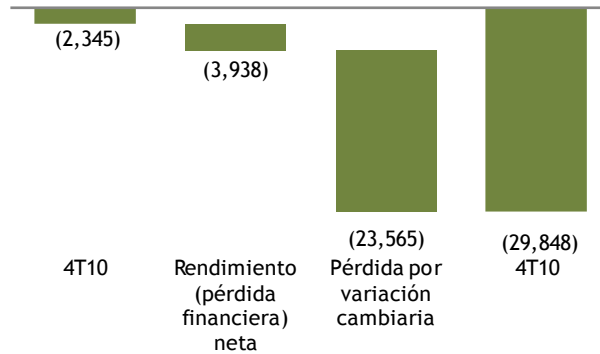


Resultado integral de financiamiento

El resultado integral de financiamiento registró una variación negativa de Ps. 27.5 miles de millones como resultado de:

- Mayores intereses a cargo de PEMEX, como resultado de la valuación de instrumentos financieros.
- Mayor pérdida por variación cambiaria debido a la depreciación del peso respecto al dólar americano, en comparación de la apreciación del peso registrada durante el mismo periodo del año anterior.

Evolución del resultado integral de financiamiento (Ps. MM)



⁴ Impuesto Especial sobre Producción y Servicio.

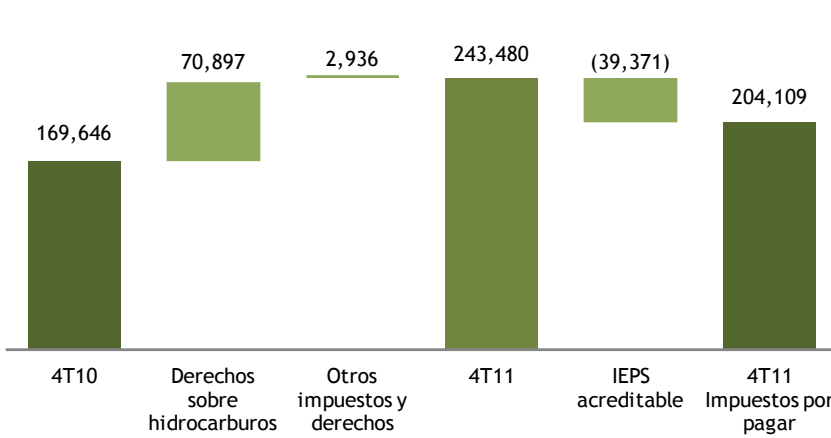
Impuestos y derechos

El incremento de impuestos y derechos de 43.5% se atribuyó a:

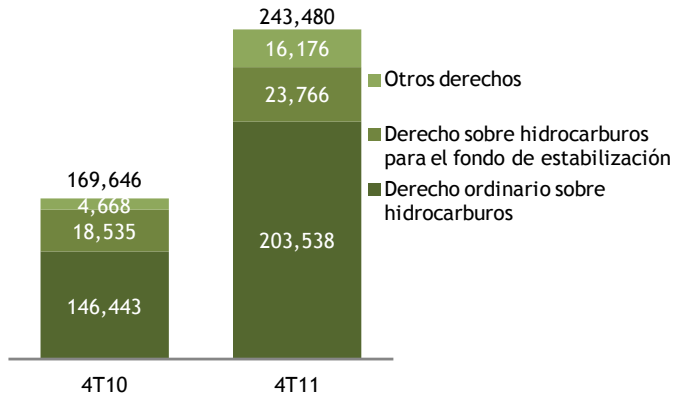
1. mayores precios de referencia de la mezcla mexicana de crudo, que aumentó 34.3%, de U.S.\$77.8 por barril, durante el cuarto trimestre de 2010, a U.S.\$104.4 por barril durante el mismo trimestre de 2011.

Lo anterior fue parcialmente contrarrestado por una mayor acreditación de IEPS.

Evolución de los impuestos y derechos (Ps. MM)



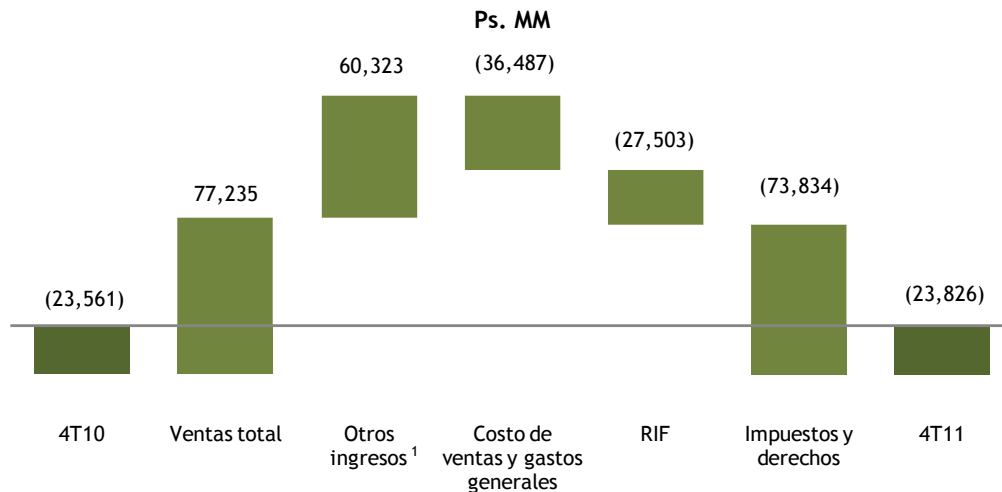
Impuestos y derechos (Ps. MM)



Rendimiento neto

En el periodo se registró una pérdida neta de Ps. 23.8 miles de millones (U.S.\$1.7 miles de millones), consecuencia de un resultado integral de financiamiento negativo, por un monto de Ps. 29.8 miles de millones, y de un incremento en impuestos y derechos y aprovechamientos por Ps. 73.8 miles de millones. Lo anterior fue parcialmente compensado por incrementos en ventas y en otros ingresos.

Evolución de la pérdida neta 4T11 vs 4T10



(1) Incluye la participación de subsidiarias y asociadas que no consolidan.

Estado de resultados del 1 de enero al 31 de diciembre de 2011

Ventas

Durante 2011 los ingresos por ventas alcanzaron un máximo histórico de Ps. 1,558.4 miles de millones, conducidas por la estabilidad de nuestra plataforma de producción así como por los precios internacionales de los hidrocarburos

El incremento en ventas de 21.6% se debe principalmente a:

- Un aumento de 40.0% en el precio de la mezcla mexicana de crudo, de U.S.\$72.07 por barril durante 2010 a U.S.\$100.92 por barril durante 2011. Lo anterior fue parcialmente compensado por una disminución en el volumen de crudo exportado de 1.7%, mismo que registró un volumen promedio de 1,338 Mbd en el año.
- Un aumento del 33.5% en el precio de la gasolina regular en la Costa Norteamericana del Golfo de México de U.S.¢206.96 por galón a U.S.¢276.39.
- Asimismo, se registraron mayores precios de producto de venta en México, gasolinas (Magna 12.2%, Premium, 5.3%) diesel (11.6%), combustóleo (30.1%), turbosina (36.9%) y asfaltos (14.5%). Adicionalmente los volúmenes de venta de los siguientes productos también registraron incrementos, gasolina Premium (4.6%), diesel (1.7%), combustóleo (10.5%), turbosina (0.6%) y asfaltos (4.5%).

Costos y gastos de operación

El costo de ventas durante el 2011 registró un incremento de 23.9% principalmente, como resultado de:

- Un aumento de 41.5% en el monto de compras para reventa como resultado de mayores precios de hidrocarburos y sus derivados.
- Un incremento del 18.1% en gastos de exploración, así como un aumento de 35.2% en gastos de conservación y mantenimiento.
- Un incremento del 23.8% en gastos de operación, principalmente resultado de mayores gastos en servicios personales, materiales, servicios auxiliares pagados a terceros, fletes y seguros y fianzas, lo cual fue parcialmente contrarrestado por una disminución de 89.0%, en honorarios pagados a terceros.

Lo anterior fue parcialmente contrarrestado por disminuciones de 1.8% en amortizaciones y 10.4% en el costo neto del periodo de beneficios a empleados.

En el mismo periodo, los gastos generales, que están integrados por gastos de distribución y gastos de administración, disminuyeron 7.6%.

En este sentido, los gastos de distribución disminuyeron 5.8% como resultado de:

- Una disminución del 12.0% en el costo neto del periodo de beneficios a empleados.
- Un decremento del 1.9% en gastos de operación, como consecuencia de menores gastos en fletes, arrendamientos y honorarios pagados a terceros.

Asimismo, los gastos de administración fueron 8.4% menores derivado de:

- Una disminución de 8.5% en el costo neto del periodo de beneficios a empleados.
- Una disminución del 9.2% en gastos de servicios médicos, honorarios pagados a terceros, viatico y seguros y fianzas. Parcialmente contrarrestado por un incremento en los gastos de depreciación.

Otros ingresos

En el 2011 se observó un incremento de 171.1% de otros ingresos principalmente como resultado de un incremento de 143.1% en ingresos derivados de la tasa negativa del IEPS.

Resultado integral de financiamiento

El resultado integral de financiamiento registró una variación negativa de Ps. 79.7 miles de millones durante el 2011, como resultado de:

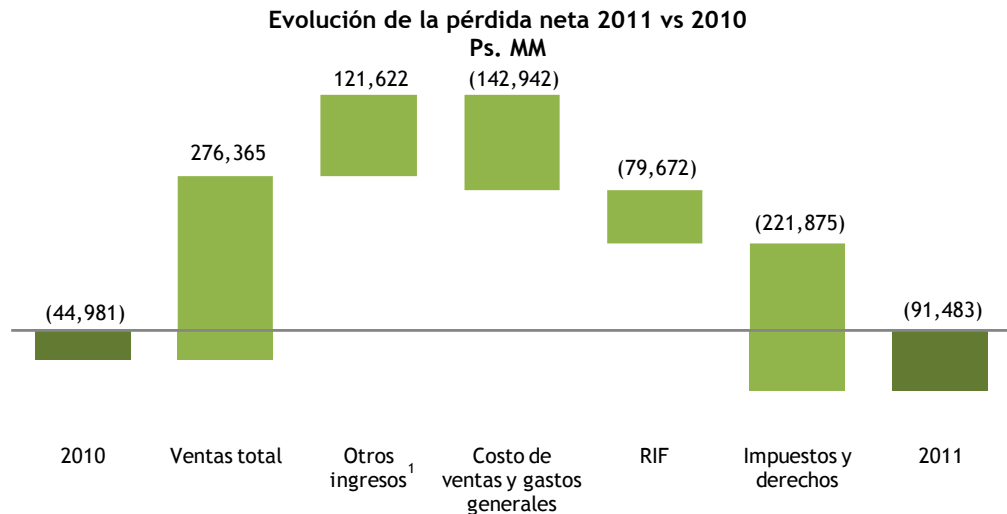
- Mayores intereses a cargo de PEMEX, como consecuencia de la valuación de instrumentos financieros.
- Mayor pérdida por variación cambiaria como resultado de una mayor depreciación del peso respecto al dólar americano, de Ps. 12.36 por dólar registrado el año anterior contra Ps. 13.99 por dólar durante el 2011.

Impuestos y derechos

Durante 2011 los impuestos y derechos registraron un nivel máximo histórico, de Ps. 876,015 millones, lo cual representa 128.5% de la utilidad de operación (o 56.2% de las ventas totales). El incremento se debe principalmente a mayores precios de referencia de la mezcla mexicana de crudo, que aumentó 40.0% en los periodos comparados, de U.S.\$72.07 por barril a U.S.\$100.92 por barril, manteniendo una plataforma de producción estable. Lo anterior fue parcialmente contrarrestado por una mayor acreditación de IEPS.

Rendimiento neto

En el ejercicio contable 2011, se registró una pérdida neta de Ps. 91.48 miles de millones (U.S.\$6.54 miles de millones), a consecuencia de un incremento en los impuestos, derechos y aprovechamientos por un monto de Ps. 221.87 miles de millones de pesos y de un resultado integral de financiamiento negativo por un monto de Ps. 91.64 miles de millones. Lo anterior fue parcialmente compensado por un incremento en ventas totales y en otros ingresos.



(1) Incluye la participación de subsidiarias y asociadas que no consolidan.

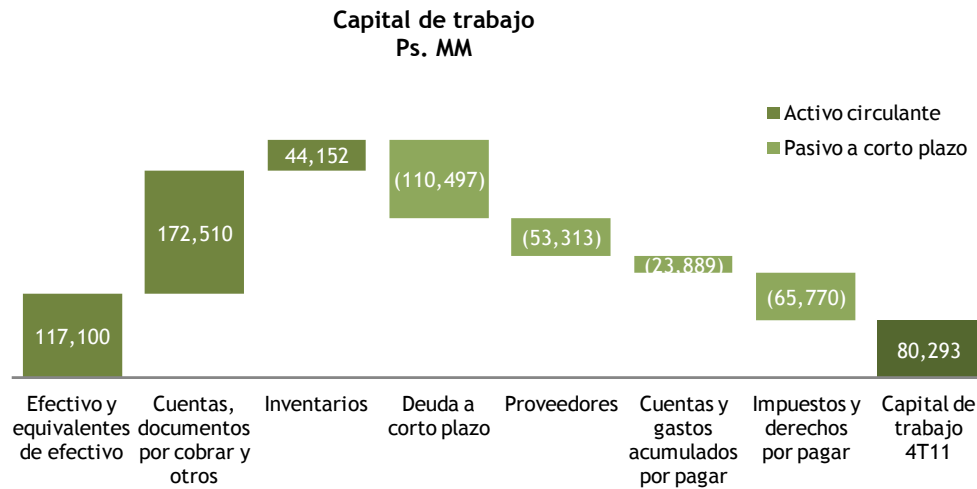
Estado de la situación financiera al 31 de diciembre de 2011

PEMEX					
Balance General Consolidado					
	Al 31 de diciembre de	Al 31 de diciembre de			
	2010	2011	Variación		2011
	(Ps. MM)	(Ps. MM)			(U.S. \$MM)
Total activo	1,395,197	1,536,125	10.1%	140,929	109,799
Activo circulante	315,911	333,763	5.7%	17,852	23,857
Efectivo y equivalentes de efectivo	133,587	117,100	-12.3%	(16,487)	8,370
Cuentas, documentos por cobrar y otros	141,805	172,510	21.7%	30,706	12,331
Inventarios	40,519	44,152	9.0%	3,634	3,156
de productos	35,220	39,265	11.5%	4,045	2,807
de materiales	5,299	4,888	-7.8%	(412)	349
Inversión en acciones y valores	11,116	39,401	254.4%	28,285	2,816
Propiedades, mobiliario y equipo	1,061,388	1,152,506	8.6%	91,118	82,378
Otros activos	6,782	10,456	54.2%	3,674	747
Total pasivo	1,506,499	1,728,213	14.7%	221,714	123,528
Pasivo de corto plazo	207,254	253,470	22.3%	46,216	18,117
Deuda a corto plazo	89,555	110,497	23.4%	20,943	7,898
Proveedores	43,474	53,313	22.6%	9,839	3,811
Cuentas y gastos acumulados por pagar	21,659	23,889	10.3%	2,230	1,708
Impuestos y derechos por pagar	52,566	65,770	25.1%	13,205	4,701
Pasivo a largo plazo	1,299,245	1,474,743	13.5%	175,498	105,411
Deuda a largo plazo	575,171	672,275	16.9%	97,104	48,053
Reserva para créditos diversos y otros	55,493	63,726	14.8%	8,232	4,555
Reserva para beneficios a los empleados	661,365	731,017	10.5%	69,652	52,251
Impuestos diferidos	7,216	7,725	7.1%	509	552
					-
Total patrimonio	(111,302)	(192,088)	72.6%	(80,786)	(13,730)
Total pasivo y patrimonio	1,395,197	1,536,125	10.1%	140,929	109,799

Capital de trabajo

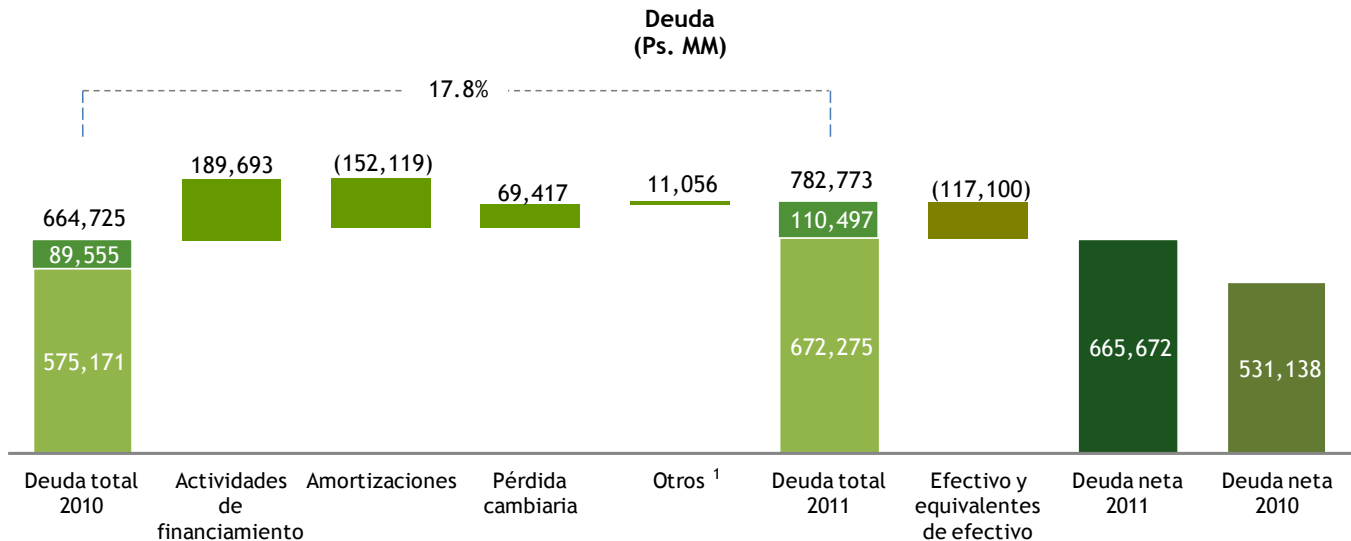
El activo circulante se incrementó en 5.7% o Ps. 17.85 miles de millones de pesos del 1 de enero al 31 de diciembre de 2011.

El pasivo de corto plazo registró un incremento de 22.3%, principalmente por un incremento en la deuda de corto plazo de Ps. 20.9 miles de millones, un incremento en cuentas por pagar a proveedores de Ps. 9.8 miles de millones pesos, un incremento en cuentas y gastos acumulados por pagar de Ps. 2.23 miles de millones y un aumento de Ps. 13.2 miles de millones de pesos en impuestos y derechos por pagar.



Deuda

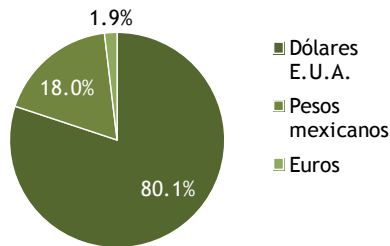
La deuda aumentó 17.8% principalmente como resultado de la depreciación del peso frente al dólar de 13.2% durante el 2011, así como a nuevas actividades de financiamiento, las cuales fueron parcialmente compensadas por amortizaciones, o pago de deuda.



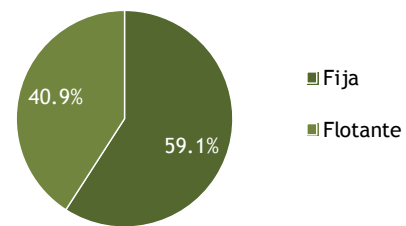
1) Incluye Ps. 9.6 miles de millones de Contratos de Obra Pública Financiada y Ps. 1.5 millones de interes por pagar.

Deuda al 31 de diciembre de 2011
(Ps. MM)

Por moneda*

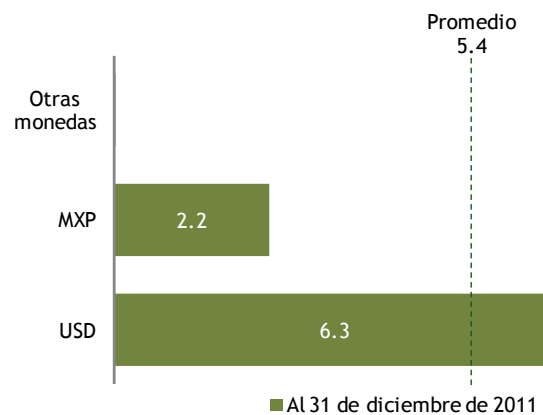
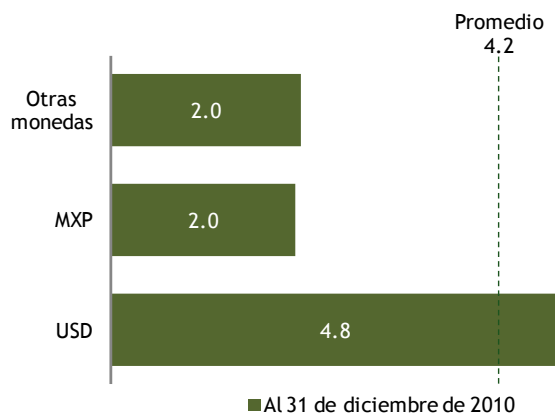


Por tasa*



*Incluye instrumentos financieros derivados.

Vida promedio
(años)



*Incluye instrumentos financieros derivados.

Actividades de inversión

Ejercicio 2011

Durante 2011 se ejercieron Ps. 267.2 mil millones, lo que representa 93.3% de la inversión programada de Ps. 286.3 mil millones. La distribución fue la siguiente:

- Ps. 235.9 mil millones a Exploración y Producción⁵, de los cuales Ps. 31.1 mil millones se destinaron a exploración;
- Ps. 25.1 mil millones a Refinación;
- Ps. 3.0 mil millones a Gas y Petroquímica Básica;
- Ps. 2.4 mil millones a Petroquímica; y
- Ps. 0.7 mil millones a Petróleos Mexicanos.

Presupuesto 2012

En 2012 la inversión estimada es de Ps. 301.3 mil millones⁶ a distribuirse de la siguiente forma⁷:

- Ps. 251.9 mil millones a Exploración y Producción⁸, de los cuales Ps. 33.5 mil millones se destinarán a exploración;
- Ps. 40.1 mil millones a Refinación;
- Ps. 3.4 mil millones a Gas y Petroquímica Básica;
- Ps. 5.2 mil millones a Petroquímica; y
- Ps. 0.7 mil millones a Petróleos Mexicanos.

⁵ Incluye inversión no capitalizable en mantenimiento.

⁶ Presupuesto de Egresos de la Federación 2012.

⁷ Los montos de inversión podrían modificarse posteriormente en función de ajustes presupuestales.

⁸ Incluye inversión no capitalizable en mantenimiento.

Actividades de financiamiento 2011

- Mercados de capitales**
- El 15 de marzo de 2011 Petróleos Mexicanos emitió Certificados Bursátiles por Ps. 10 mil millones con vencimiento el 8 de marzo de 2016 y cupón de TIE28 + 21 puntos base.
 - El 25 de mayo de 2011, Petróleos Mexicanos realizó una emisión de bonos en mercados internacionales por un monto de U.S.\$1.25 mil de millones con vencimiento en 2041 y cupón semestral de 6.5%. El cierre de la operación fue el 2 de junio de 2011.
 - El 20 de julio de 2011, Petróleos Mexicanos realizó una reapertura por U.S.\$1.0 mil de millones del bono con vencimiento en enero de 2021 que fue emitido en julio de 2010. El bono pagará un cupón semestral de 5.5%. El cierre de la operación fue el 26 de julio de 2011.
 - El 20 de julio de 2011 Petróleos Mexicanos realizó una reapertura por U.S.\$1.0 mil de millones del bono con vencimiento en enero de 2021 que fue emitido en julio de 2010. El bono paga un cupón semestral de 5.5%
 - El 27 de septiembre de 2011 Petróleos Mexicanos realizó una emisión de Certificados Bursátiles por Ps. 10.0 mil millones, en dos tramos:
 - Ps. 7.0 mil millones a tasa TIE + 24 puntos base con vencimiento en 2017; y
 - 653.38 millones de Unidades de Inversión, equivalentes a aproximadamente Ps. 3.0 mil millones, con vencimiento en 2021, y cupón fijo semestral de 3.55%.
 - El 12 de octubre de 2011 Petróleos Mexicanos realizó una reapertura por U.S.\$1.25 mil millones, del bono con vencimiento en junio de 2041 que fue emitido en mayo de 2011. El bono paga un cupón de 6.5% anual, pagadero semestralmente.
 - El 7 de diciembre de 2011 Petróleos Mexicanos realizó una emisión de Certificados Bursátiles por Ps. 10.0 mil millones, a una tasa de 7.65% y plazo de diez años; estos títulos fueron colocados tanto en el mercado mexicano como en el internacional a través de “Global Depositary Notes”.
 - El 17 de Enero de 2012 Petróleos Mexicanos emitió un bono por U.S.\$2.1 mil millones con vencimiento en enero de 2022 y cupón de 4.875%; U.S.\$100 millones fueron colocados en el mercado asiático.

Los recursos obtenidos por estas emisiones se destinarán al financiamiento de gasto de inversión y operaciones de refinanciamiento de la institución.

- Créditos bancarios**
- El 24 de febrero de 2011, Petróleos Mexicanos obtuvo un crédito bancario por Ps. 3.75 mil millones a una tasa de TIE91 + 150 puntos base y fecha de vencimiento el 30 de septiembre de 2011.
 - El 29 de diciembre de 2011, Petróleos Mexicanos obtuvo un crédito bancario por U.S.\$200 millones con vencimiento en diciembre de 2016.
 - El 29 de diciembre de 2011 ingresaron Ps. 3.5 mil millones de una línea de crédito bancario por Ps. 7.0 mil millones de pesos con vencimiento en diciembre de 2016.

- ECAs**
- El 23 de septiembre de 2011, Petróleos Mexicanos desembolsó U.S.\$0.8 miles de millones de una línea de crédito garantizada por la Agencia de Crédito a la Exportación de Noruega GIEK.
 - Durante el cuarto trimestre de 2011, Petróleos Mexicanos obtuvo U.S.\$1.0 miles de millones provenientes de líneas de crédito garantizadas por Agencias de Crédito a la Exportación (ECA) .

COPF Durante el cuarto trimestre de 2011, Petróleos Mexicanos obtuvo U.S.\$359.4 millones a través de los Contratos de Obra Pública Financiada (COPF) de Pemex-Exploración y Producción para la explotación de yacimientos de gas natural en la cuenca de Burgos.

Manejo de liquidez El 22 de diciembre de 2011, Petróleos Mexicanos contrató una línea de crédito revolvente por un monto de Ps.10 mil millones a un plazo de cuatro años.
Al 31 de diciembre de 2011 Petróleos Mexicanos cuenta con líneas de crédito para manejo de liquidez por U.S.\$3.25 mil millones y están disponibles en su totalidad.

Pacto de accionistas PEMEX-Sacyr

PEMEX ha sido socio de Repsol desde 1979 cuando, por invitación del gobierno español, adquirió una participación accionaria en Petróleos del Norte (Petronor) con el objetivo de establecer una relación de cooperación estratégica entre ambas empresas.

El 29 de agosto de 2011 PEMEX y Sacyr Vallehermoso, el mayor accionista de Repsol, firmaron un acuerdo para votar de forma conjunta en las decisiones relevantes que se tomen en Repsol.

Bajo dicho acuerdo PMI Holdings B.V., subsidiaria de Petróleos Mexicanos, adquirió en el mercado un total de 57,204,240 acciones, que representaron el 4.686% del capital de Repsol YPF, S.A. A través de esta adquisición, PEMEX incrementó sus derechos económicos y de voto de 4.806% a 9.492% en el capital de Repsol YPF, S.A.

El 20 de diciembre de 2011 PEMEX recibió la notificación de intención de parte de Sacyr para finalizar el acuerdo de sindicación existente entre ambas partes, derivado de la necesidad de reestructurar su posición accionaria en Repsol con el objeto de refinanciar su deuda.

El 6 de enero 2012 el Consejo de Administración de PEMEX aprobó por unanimidad recomendar, con la opinión favorable de su Comité de Estrategia e Inversiones, lo siguiente:

- Continuar el proceso de normalización en la relación con los otros accionistas de Repsol así como con la administración de la citada empresa española.
- Celebrar reuniones con Repsol para que, si se llega a un acuerdo favorable a los intereses de PEMEX, se establezcan acuerdos de colaboración de largo plazo que otorguen beneficios para ambas empresas.
- Decidir el nivel más adecuado de participación accionaria de Pemex en Repsol.
- Asimismo, se mantendrá informados a los comités relevantes del propio Consejo a través de los presidentes del Comité de Estrategia e Inversiones y del Comité de Auditoría y Evaluación del Desempeño.

En línea con lo anterior, el 25 de Enero de 2012 PEMEX anunció que se han establecido las bases de un Acuerdo de Entendimiento con Repsol, mismas que se enlistan a continuación:

- Reciprocidad, beneficio y colaboración mutuos, vocación de largo plazo y no exclusividad.
- Abarcará las áreas de negocio de exploración y producción en América y de procesos industriales en América, España y Portugal.
- Dentro del marco constitucional y legal que regula el sector de hidrocarburos en México, PEMEX contará con Repsol como aliado en los términos para evaluar y promover las oportunidades de negocio que puedan resultar de interés mutuo.
- Se constituirán un Comité Estratégico, un Comité de Exploración y Producción, y un Comité de Procesos Industriales, con representación paritaria de Pemex y Repsol, con funciones consultivas e informativas.
- PEMEX asegura su estabilidad de participación en Repsol, la cual no será menor a 5% ni excederá de 10%.
- La alianza industrial estratégica tendrá una duración inicial de 10 años.

La formalización del Acuerdo será presentada a la consideración de los órganos sociales y de decisión de Pemex y de Repsol, conforme a lo señalado en sus normas internas.

PEMEX
Estados consolidados de flujo de efectivo

	Al 31 de diciembre de				
	2010	2011	Variación	2011	
	(Ps. MM)			(U.S.\$MM)	
Actividades de operación					
Utilidad antes de impuestos a la utilidad	609,159	784,532	28.8%	175,373	56,076
Partidas relacionadas con actividades de inversión					
Depreciación y amortización	96,482	97,753	1.3%	1,271	6,987
Deterioro de propiedades, maquinaria y equipo	9,959	(11,690)	-217.4%	(21,648)	(836)
Efectos de compañías asociadas subsidiarias no consolidadas	(1,118)	455	140.7%	1,573	33
Pozos no exitosos	5,276	7,886	49.5%	2,610	564
Bajas de propiedades maquinaria y equipo	3,074	3,497	13.7%	422	250
Partidas relacionadas con actividades de financiamiento					
(Utilidad) pérdida en cambios no realizada	(28,459)	74,400	361.4%	102,859	5,318
Intereses a cargo (favor)	39,704	34,831	-12.3%	(4,873)	2,490
Efecto de valuación de instrumentos financieros	1,896	5,508	190.5%	3,612	394
Subtotal	735,973	997,172	35.5%	261,199	71,275
Instrumentos financieros	(1,908)	(2,564)	-34.4%	(657)	(183)
Cuentas por cobrar a clientes	5,868	(34,720)	-691.7%	(40,588)	(2,482)
Inventarios	(3,616)	(3,634)	-0.5%	(18)	(260)
Otros activos	(1,795)	(3,674)	-104.6%	(1,878)	(263)
Cuentas y gastos acumulados por pagar	(1,989)	3,507	276.4%	5,496	251
Impuestos pagados	(650,028)	(862,811)	-32.7%	(212,783)	(61,672)
Proveedores	(19,803)	9,839	149.7%	29,642	703
Reserva para créditos diversos y otros	11,969	141	-98.8%	(11,828)	10
Aportaciones y pagos por beneficios a empleados	85,164	69,652	-18.2%	(15,512)	4,979
Impuestos diferidos	283	509	80.2%	227	36
Flujos netos de efectivo de actividades de operación	160,118	173,418	8.3%	13,299	12,395
Actividades de inversión					
Inversión de acciones con carácter permanente	-	(20,784)	0.0%	(20,784)	(1,486)
Dividendos cobrados	-	600	0.0%	600	43
Adquisiciones de propiedades, mobiliario y equipo	(184,584)	(175,850)	4.7%	8,735	(12,569)
Flujos netos de efectivo de actividades de inversión	(184,584)	(196,034)	-6.2%	(11,449)	(14,012)
Efectivo a obtener de actividades de financiamiento	(24,466)	(22,616)	7.6%	1,850	(1,617)
Actividades de financiamiento					
			0.0%	-	
Prestamos obtenidos a través de instituciones financieras	235,882	189,693	-19.6%	(46,189)	13,559
Intereses pagados	(38,723)	(33,381)	13.8%	5,341	(2,386)
Pagos de principal a préstamos	(197,098)	(152,119)	22.8%	44,980	(10,873)
Flujos netos de efectivo de actividades de financiamiento	61	4,193	6785.9%	4,132	300
Incremento (decremento) neto efectivo y equivalentes	(24,406)	(18,423)	24.5%	5,983	(1,317)
Efectivo y equivalentes al inicio del ejercicio	159,760	133,587	-16.4%	(26,173)	9,548
Efecto por cambios en el valor del efectivo	(1,768)	1,936	209.5%	3,704	138
Efectivo y equivalentes al final del ejercicio	133,587	117,100	-12.3%	(16,487)	8,370

A continuación se muestran algunos conceptos que afectaron el resultado del periodo:

PEMEX		
Impacto económico de los factores estructurales y externos		
	Del 1 de ene. al 31 de dic. de 2011	
	(Ps. MMM)	(U.S.\$MMM)
Subsidio gas LP	40.0	2.9
Ingresos no reconocidos política precios gasolinas y diesel	7.8	0.6
Límite de deducibilidad	88.9	6.4
Pasivo laboral	86.7	6.2
Impuestos incrementales por ajustes	(22.5)	(1.6)
Efecto total	200.7	14.3

Otros eventos relevantes

Plan de Negocios	El 5 de julio de 2011, el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos aprobó por unanimidad el Plan de Negocios para el periodo 2012-2016, en el que reafirma el compromiso de la empresa y el rumbo que seguirá para lograr sus metas de sustentabilidad operativa y financiera.
Pronóstico de demanda de bienes y servicios	El 20 de julio de 2011, PEMEX lanzó una nueva herramienta para el pronóstico de demanda de bienes y servicios, a fin de que se promueva una mayor competencia en el mercado y de que se contribuya al desarrollo de una industria nacional de servicios petroleros eficiente, tecnológicamente dinámica y que pueda competir con éxito en los mercados internacionales.
Contrato Colectivo de Trabajo	El 27 de julio de 2011, PEMEX y el Sindicato de Trabajadores de la República Mexicana, suscribieron el Contrato Colectivo de Trabajo para 2011-2013, refrendando el compromiso de la empresa para mejorar las condiciones de sus trabajadores y elevar sus niveles de productividad.
Nombramientos	<ul style="list-style-type: none"> • El 18 de diciembre de 2011 Alejandro Martínez Sibaja fue designado Director General de Pemex-Gas y Petroquímica Básica • El 22 de diciembre de 2011 Luis Felipe Luna Melo fue designado Director General de PMI Comercio Internacional.
Acuerdo de yacimientos transfronterizos de hidrocarburos México - EUA	El 20 de febrero de 2012 México y Estados Unidos suscribieron el “Acuerdo entre los Estados Unidos Mexicanos y los Estados Unidos de América relativo a los Yacimientos Transfronterizos de Hidrocarburos en el Golfo de México”. Bajo este acuerdo, se realizará la exploración y explotación segura, eficiente, equitativa y ambientalmente responsable de los yacimientos de hidrocarburos compartidos que pudieran encontrarse a lo largo de la frontera entre ambos países en el Golfo de México. El acuerdo entrará en vigor una vez que sea aprobado por el Senado de la República.
Responsabilidad Social	PEMEX colabora al desarrollo social e impulso de estrategias productivas en zonas con influencia de actividad petrolera, por ello en 2011 realizó donativos por Ps. 679.3 millones y donaciones en asfalto y combustible equivalentes a Ps. 541.9 millones, en comunidades de todo el país.

Incidentes

- El 12 de abril de 2011 se suscitó un incidente mecánico en la plataforma semi-sumergible Júpiter, provocando en hundimiento parcial de la misma. Fueron recuperados más de dos mil barriles de diesel y 82 barriles de turbosina almacenados en la plataforma. Ni la producción y ni las actividades que se realizan en la zona sufrieron afectación.
- El 6 de diciembre de 2011 en el Estado de Veracruz, el oleoducto de 30 pulgadas Nuevo Teapa-Minatitlán-Salina Cruz, sufrió una abolladura debido a la detonación de un artefacto. No se registraron personas lesionadas ni fugas de combustible. Las autoridades correspondientes llevan a cabo las investigaciones del caso para deslindar responsabilidades.
- El 31 de diciembre de 2011 se presentó un intento de robo de combustible en el municipio de Cosoleacaque, Veracruz. PEMEX recuperó 472 mil litros de producto emulsionado, del cual 57% correspondió a crudo franco y el resto a agua.
- El 16 de Enero de 2012 se suscitó un incendio en un turbocompresor de la plataforma KU-S del Centro de Proceso Ku en el campo Ku Maloob Zaap. El incendio fue controlado sin registrarse lesionados. Como medida preventiva, se procedió al desalojo los trabajadores. El restablecimiento por etapas de la producción se llevó a cabo en condiciones seguras, luego de la inspección de la integridad de ductos, equipos y pozos.

Reservas de Hidrocarburos

Las reservas totales de hidrocarburos de México al 1 de enero de 2012 suman 43.8 MMMbpce, clasificadas de la siguiente forma:

- 13.8 MMMbpce reservas probadas;
- 12.4 MMMbpce reservas probables; y
- 17.7 MMMbpce reservas posibles.

La tasa de restitución integrada para la reserva probada al 1 de enero de 2012 fue de 101.1%.

Si desea ser incluido en la lista de distribución de Relación con Inversionistas, por favor ingrese a www.ri.pemex.com y posteriormente a Lista de distribución.

Si desea contactarnos, favor de llamar o mandar un correo a ri@pemex.com:

Teléfono: (52 55) 1944-9700

Buzón de voz: (52 55) 1944-2500 ext. 59412

Síguenos en  [@PEMEX_RI](https://twitter.com/PEMEX_RI)

Rolando Galindo Galvez
rolando.galindo@pemex.com
Arturo Limón
arturo.limon@pemex.com

Carmina Moreno
carmina.moreno@pemex.com
Ana Lourdes Benavides
ana.lourdes.benavides@pemex.com

Cristina Arista
delia.cristina.arista@pemex.com
Cristina Pérez
cristina.perez@pemex.com

Variaciones

Las variaciones acumuladas o anuales se calculan en comparación con el mismo periodo del año anterior; a menos de que se especifique lo contrario.

Redondeo

Como consecuencia del redondeo de cifras, puede darse el caso de que algunos totales no coincidan exactamente con la suma de las cifras presentadas.

Información financiera

La información financiera de este reporte y anexos se refiere a estados financieros preliminares consolidados elaborados conforme a las Normas de Información Financiera (NIF) en México emitidas por el Consejo Mexicano para la Investigación y Desarrollo de Normas de Información Financiera (CINIF).

- De conformidad con la NIF B-10 "Efectos de la inflación", las cifras de 2009 y 2010 de los estados financieros están expresadas en términos nominales.
- De conformidad con la NIF B-3 "Estado de resultados" y la NIF C-10 "Instrumentos financieros derivados y operaciones de cobertura", el rendimiento y costo financiero del Resultado integral de financiamiento incluyen el efecto de derivados financieros.
- El EBITDA es una medida no contemplada en las NIF emitidas por el CINIF.

La información presupuestal está elaborada conforme a las Normas Gubernamentales, por lo que no incluye a las compañías subsidiarias de Petróleos Mexicanos.

Conversiones cambiarias

Para fines de referencia, las conversiones cambiarias de pesos a dólares de los E.U.A. se han realizado al tipo de cambio prevaleciente al 31 de diciembre de 2011 de Ps. 13.9904 = US\$ 1.00. Estas conversiones no implican que las cantidades en pesos se han convertido o puedan convertirse en dólares de los E.U.A. al tipo de cambio utilizado.

Régimen fiscal

A partir del 1 de enero de 2006, el esquema de contribuciones de Pemex-Exploración y Producción (PEP) quedó establecido en la Ley Federal de Derechos. El del resto de los Organismos Subsidiarios continúa establecido en la Ley de Ingresos de la Federación. El derecho principal en el régimen fiscal actual de PEP es el Derecho Ordinario sobre Hidrocarburos (DOSH), cuya base gravable es un cuasi rendimiento de operación. Adicionalmente al pago del DOSH, PEP paga otros derechos.

El Impuesto Especial sobre Producción y Servicios (IEPS) aplicable a gasolinas y diesel de uso automotriz se establece en la Ley de Ingresos de la Federación del ejercicio correspondiente. Si el precio al público es mayor que el precio productor, el IEPS lo paga el consumidor final de gasolinas y diesel para uso automotriz; en caso contrario, el IEPS lo absorbe la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) y lo acredita a PEMEX, quien es un intermediario entre la SHCP y el consumidor final. La diferencia entre el precio al público, o precio final, y el precio productor de gasolinas y diesel es, principalmente, el IEPS. El precio al público, o precio final, de gasolinas y diesel lo establece la SHCP. El precio productor de gasolinas y diesel de PEMEX está referenciado al de una refinería eficiente en el Golfo de México. Desde 2006, si el precio final es menor al precio productor, la SHCP acredita a PEMEX la diferencia entre ambos. El monto de acreditación del IEPS se presenta en devengado, mientras que la información generalmente presentada por la SHCP es en flujo.

Reservas de hidrocarburos

De conformidad con el artículo 10 del Reglamento de la Ley Reglamentaria del artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo, (i) los reportes de cuantificación de reservas elaborados por Petróleos Mexicanos deben ser aprobados por la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH); y (ii) la Secretaría de Energía registrará y dará a conocer las reservas de hidrocarburos de México con base en la información proporcionada por la CNH. Estos procesos actualmente están en ejecución.

Al 1 de enero de 2010, la SEC modificó sus lineamientos y ahora permite que, en los registros ante la SEC de empresas de crudo y gas, se revelen no sólo reservas probadas, sino también reservas probables y posibles. Adicionalmente, las reservas probables y posibles presentadas en este documento no necesariamente concuerdan con los límites de recuperación contenidos en las nuevas definiciones establecidas por la SEC. Asimismo, los inversionistas son invitados a considerar cuidadosamente la divulgación de la información en la Forma 20-F y en el reporte anual a la Comisión Bancaria y de Valores, disponible en nuestro portal www.pemex.com o en Marina Nacional 329, Piso 38, Col. Huasteca, Cd. de México, 11311 o en el (52 55) 1944 9700. Esta forma también puede ser obtenida directamente de la SEC llamando al 1-800-SEC-0330.

Licitaciones

Entre el 1 de julio y 31 de diciembre de 2011 no hubo fallos cuyo monto de asignación fuera mayor a Ps. 100.0 miles de millones. Para información adicional consultar www.compranet.gob.mx.

Proyecciones a futuro

Este documento contiene proyecciones a futuro. Se pueden realizar proyecciones a futuro en forma oral o escrita en nuestros reportes periódicos a la Comisión Nacional Bancaria y de Valores (CNBV) y a la Comisión de Valores de los Estados Unidos de América (SEC, por sus siglas en inglés), en nuestro reporte anual, en nuestras declaraciones, en memorándums de venta y prospectos, en publicaciones y otros materiales escritos, y en declaraciones verbales a terceros realizadas por nuestros directores o empleados. Podríamos incluir proyecciones a futuro que describan, entre otras:

- Actividades de exploración y producción;
 - Actividades de importación y exportación;
 - Proyecciones de inversión y costos; compromisos; costos; ingresos; liquidez; etc.
- Los resultados pueden diferir materialmente de aquellos proyectados como resultado de factores fuera de nuestro control. Estos factores pueden incluir, mas no están limitados a:
- Cambios en los precios internacionales del crudo y gas natural;
 - Efectos causados por nuestra competencia;
 - Limitaciones en nuestro acceso a recursos financieros en términos competitivos;
 - Eventos políticos o económicos en México;
 - Desarrollo de eventos que afecten el sector energético y;
 - Cambios en la regulación.

Por ello, se debe tener cautela al utilizar las proyecciones a futuro. En cualquier circunstancia estas declaraciones solamente se refieren a su fecha de elaboración y no tenemos obligación alguna de actualizar o revisar cualquiera de ellas, ya sea por nueva información, eventos futuros, entre otros. Estos riesgos e incertidumbres están detallados en la versión más reciente del Reporte Anual registrado ante la CNBV que se encuentra disponible en el portal de la Bolsa Mexicana de Valores (www.bmv.com.mx) y en la versión más reciente de la Forma 20-F de PEMEX registrada ante la SEC de EUA (www.sec.gov). Estos factores pueden provocar que los resultados realizados difieran materialmente de cualquier proyección.

PEMEX

PEMEX es la empresa mexicana de petróleo y gas. Creada en 1938, es el productor exclusivo de los recursos petroleros y de gas en México. Sus organismos subsidiarios son Pemex-Exploración y Producción, Pemex-Refinación, Pemex-Gas y Petroquímica Básica y Pemex- Petroquímica. La principal compañía subsidiaria es PMI.