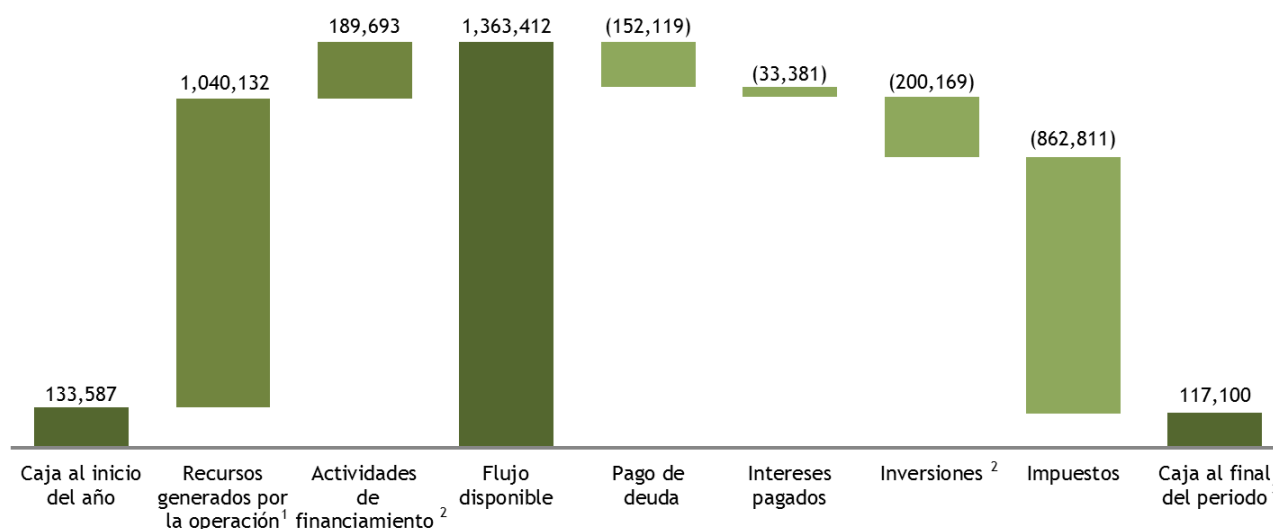


Reporte de resultados dictaminados de Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias al 31 de diciembre de 2011¹

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	162.3	197.8	21.9%	14.1	→ La producción de crudo promedió 2,550Mbd. → El EBITDA incremento 47.0% debido al incremento en ingresos.
Rendimiento de operación	132.9	175.2	31.8%	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	144.5	219.6	52.0%	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	(25.1)	(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. 2,168 millones por cambios en el valor del efectivo.

Resultados operativos

PEMEX
Principales estadísticas de producción

	Del 1 de oct. al 31 de dic. de			
	<u>2010</u>	<u>2011</u>	<u>Variación</u>	
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.

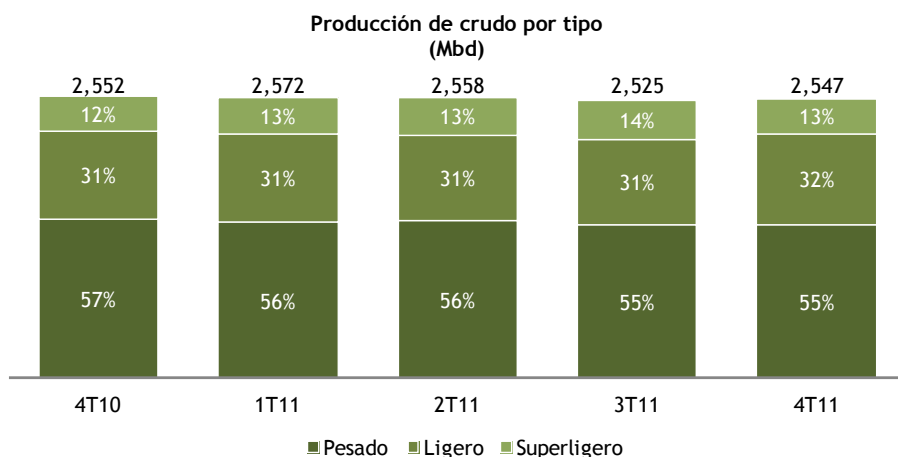
Exploración y producción 4T11

Producción de crudo

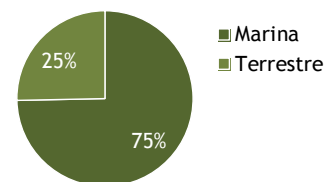
La producción total de petróleo crudo alcanzó 2,547 Mbd, 0.2% menor al promedio del cuarto trimestre de 2010. La diferencia se debió a:

- 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 crudo por región 4T11 (Mbd)

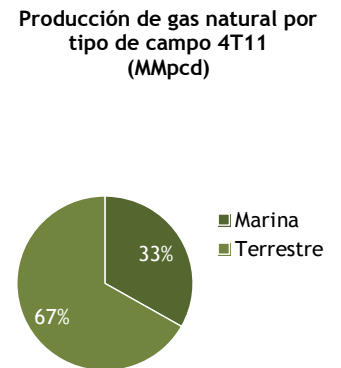
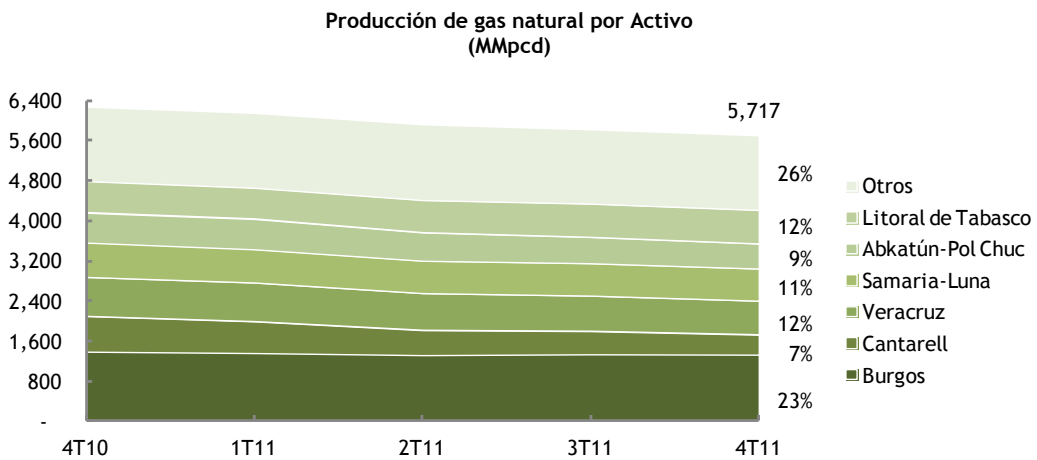
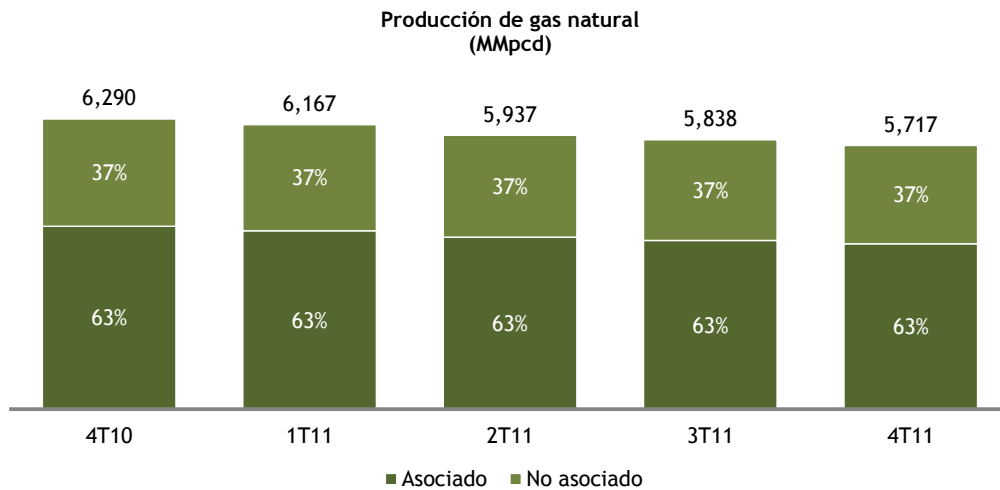


Producción de gas natural

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.



² No incluye nitrógeno.

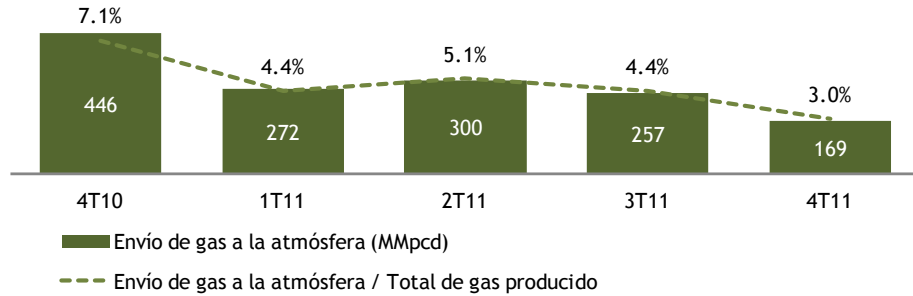
Envío de gas a la atmósfera

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

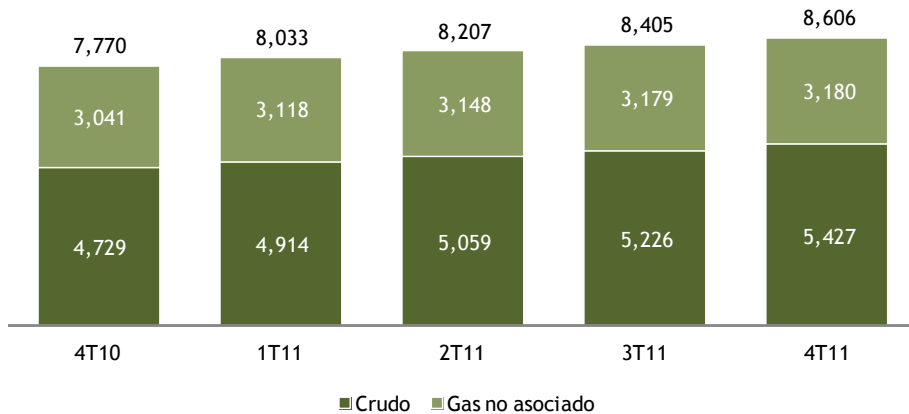


Infraestructura de operación

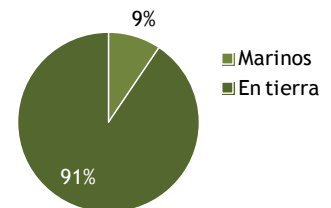
PEMEX ha ampliado el uso de tecnología e información en sus actividades de perforación para mejorar la eficiencia y la generación de valor.

- 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.

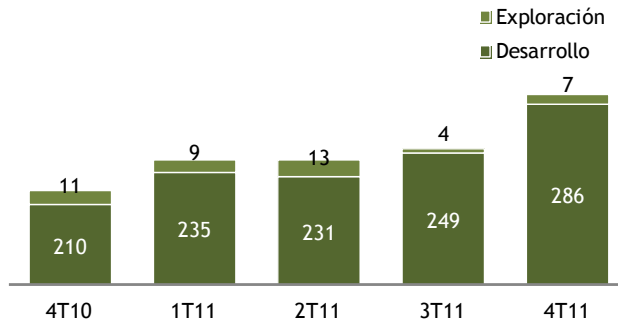
Pozos promedio en operación



Pozos promedio en operación por tipo de campo 4T11



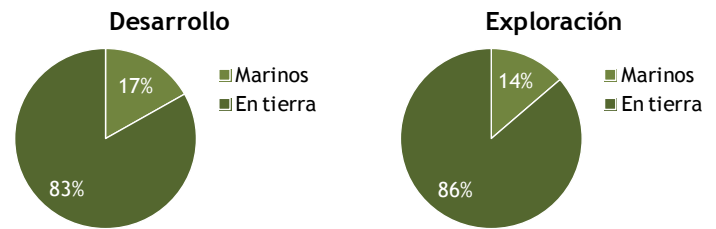
Pozos terminados



Equipos de perforación promedio



Equipos de perforación promedio por tipo 4T11

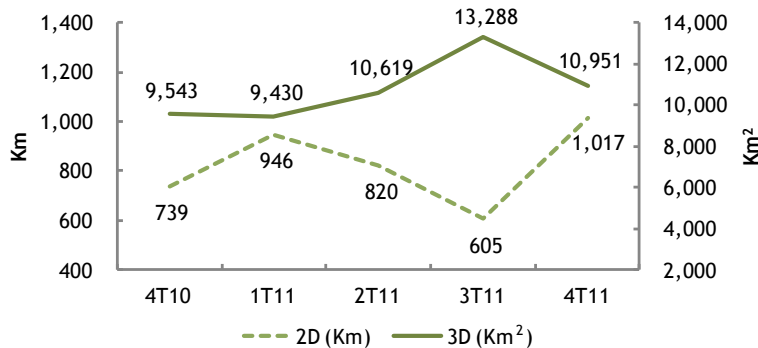


Información sísmica

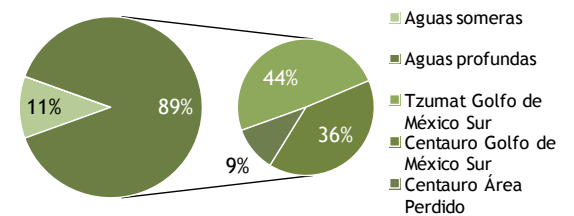
La adquisición de información sísmica 2D aumentó 37.7%, debido a mayor actividad en el proyecto Burgos orientada, principalmente, a la localización de gas en lutitas (gas shale), además, con el mismo propósito, se inició la adquisición de información en la cuenca de Veracruz.

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	

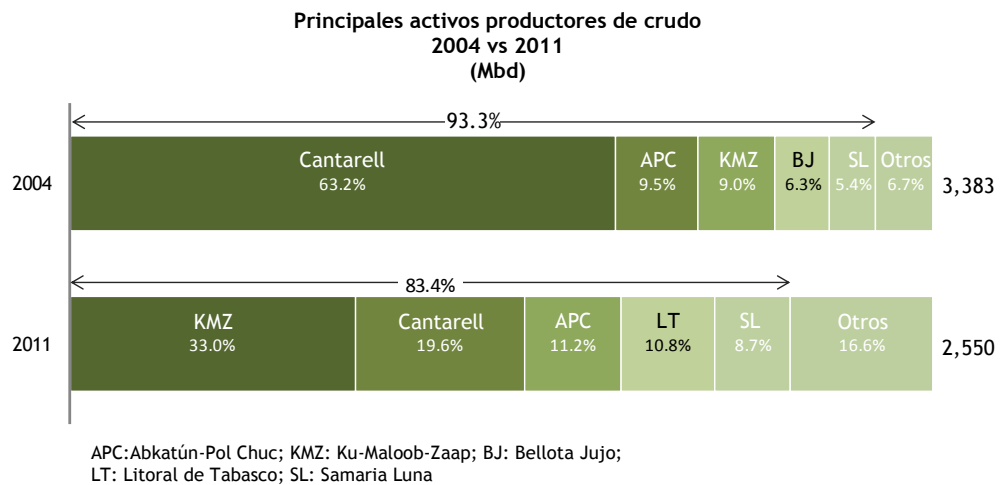
Exploración y producción 2011

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.

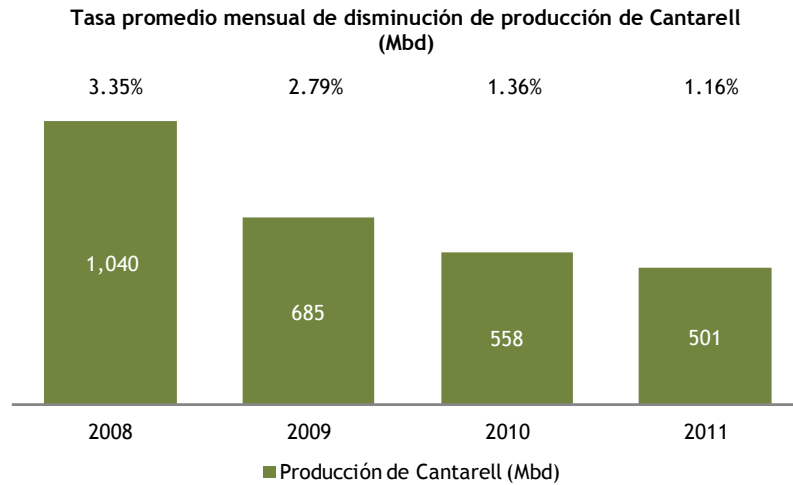
- Producción de crudo** La producción de crudo se ubicó en 2,550 Mbd, mostrando una disminución de 26 Mbd respecto al 2010, debido a:
- Operaciones de mantenimiento en el FPSO Yuum K'ak' Naab.
 - Condiciones climatológicas desfavorables ocasionadas por la tormenta tropical "Nate".
 - Demoras en la terminación 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.

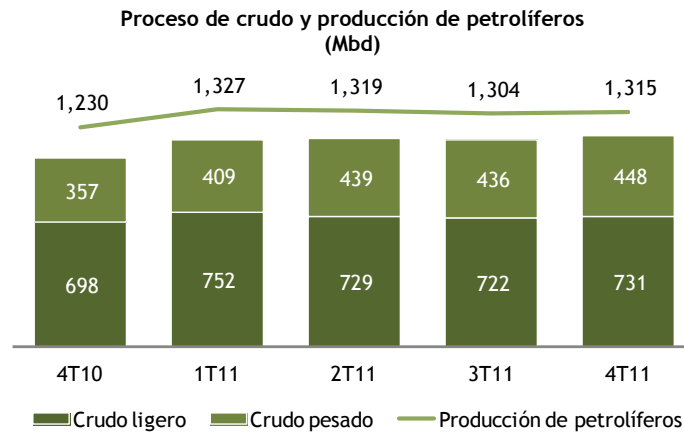
Como resultado los pozos de ATG presentaron un incremento significativo en productividad y menores tasas de declinación.

Procesos industriales 4T11

Proceso de crudo

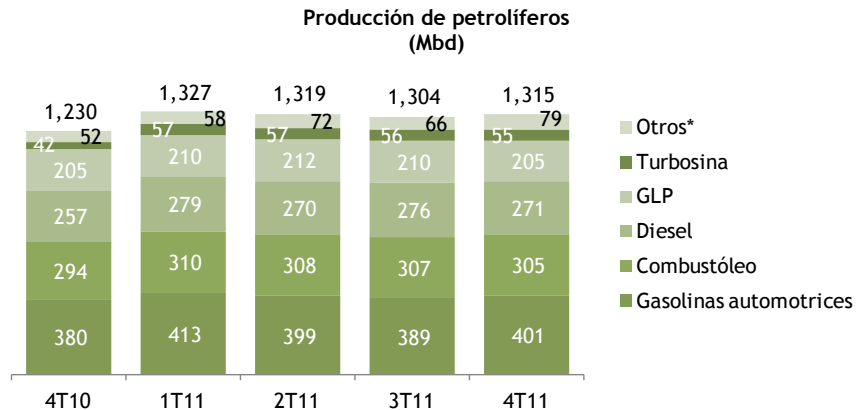
El proceso total de petróleo crudo aumentó 11.8% debido, principalmente, a la disminución del proceso que se observó durante el mismo periodo del 2010, consecuencia de un incidente en la planta hidrodesulfuradora de gasóleos de la Refinería en Cadereyta.

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

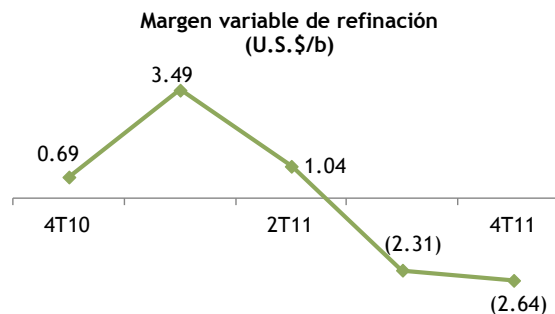
En línea con lo anterior, la producción total de petrolíferos aumentó 6.9%, o 85 Mbd, debido, principalmente, a mayor producción de gasolinas, diesel y turbosina.



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

Margen variable de refinación

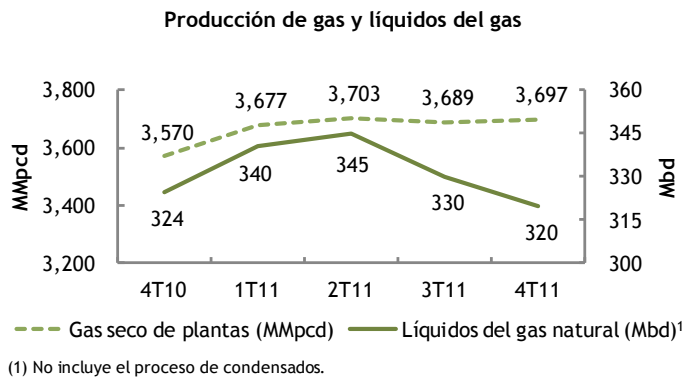
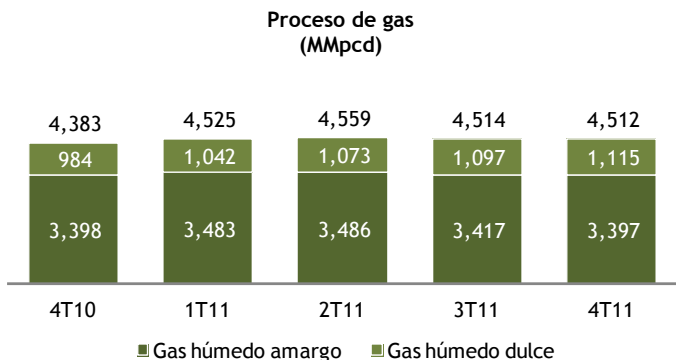
El margen variable de refinación disminuyó U.S.\$3.33/b, a un margen negativo de U.S.\$2.64/b, derivado, en gran parte, de la alta volatilidad que presentaron los precios del crudo y petrolíferos en los mercados internacionales por factores socio-políticos, macroeconómicos y financieros.



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.

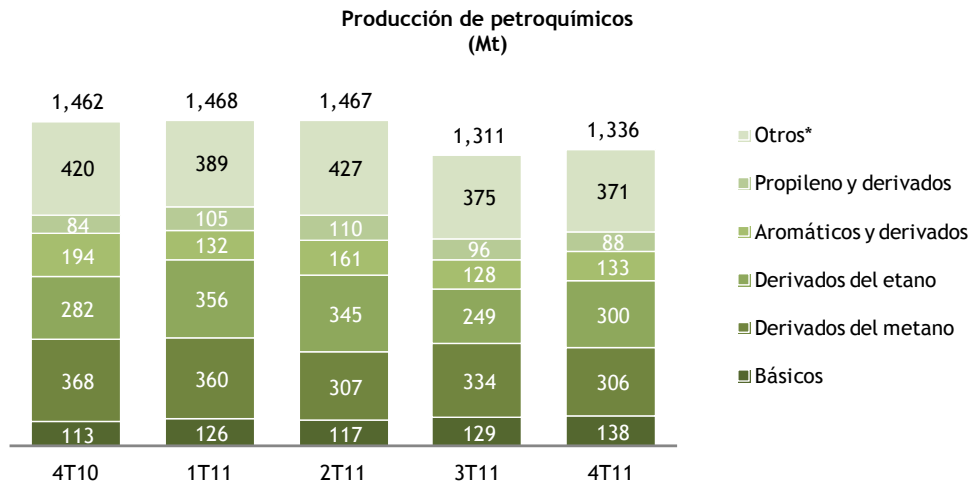
El proceso de condensados incrementó 2.0% por mayor producción en las Regiones Marinas, no obstante, la producción de líquidos del gas disminuyó 1.1% debido a trabajos de mantenimiento en planta criogénica II del CPG Ciudad Pemex y a menor contenido de propano en el gas húmedo.



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 amoniaco 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.

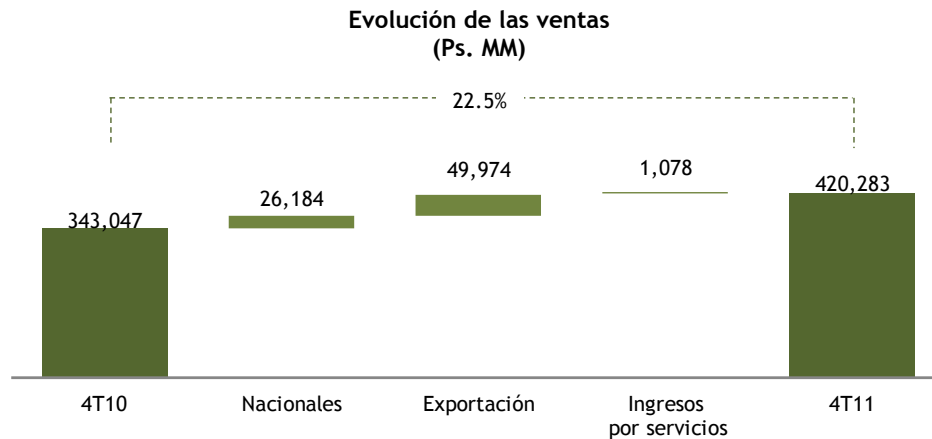
Resultados financieros

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	180,727	222,475	23.1%	41,747	15,902
Rendimiento bruto	162,320	197,808	21.9%	35,488	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	132,946	175,241	31.8%	42,294	12,526
Otros ingresos (gastos)	12,766	76,103	496.1%	63,337	5,440
IEPS devengado	16,152	55,523	243.8%	39,371	3,969
Otros	(3,385)	20,581	708.0%	23,966	1,471
Resultado integral de financiamiento	(2,345)	(29,848)	-1172.7%	(27,503)	(2,133)
Participación en resultados de subsidiarias y asociadas que no consolidan	1,172	(1,842)	-257.2%	(3,013)	(132)
Rendimiento antes de impuestos y derechos	144,539	219,654	52.0%	75,115	15,700
Impuestos y derechos	169,646	243,480	43.5%	73,834	17,403
Pérdida neta	(25,107)	(23,826)	5.1%	1,281	(1,703)

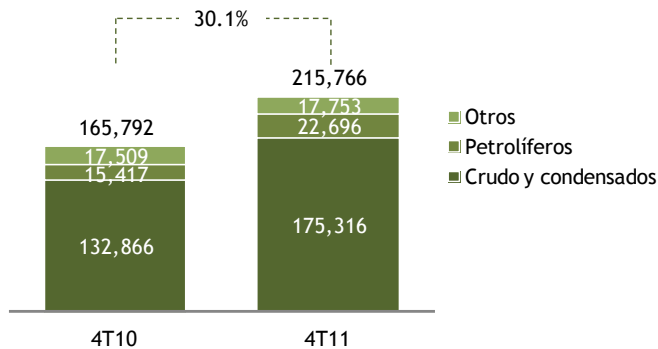
Ventas

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

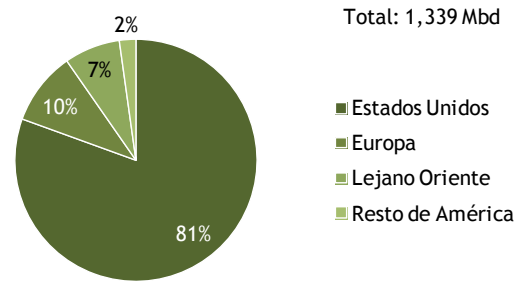
- Un aumento de 34.3% en el precio de la mezcla mexicana de crudo, de U.S.\$77.8 por barril en el cuarto trimestre de 2010 a U.S.\$104.4 por barril en el mismo trimestre de 2011. Lo anterior fue parcialmente compensado por una disminución en el volumen de crudo exportado de 10.5%, mismo que promedió 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%).



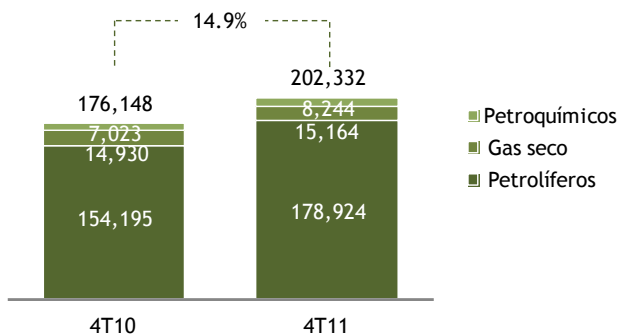
Exportaciones
(Ps. MM)



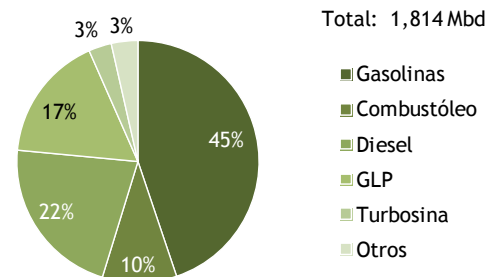
Exportaciones de crudo por destino geográfico



Ventas en México
(Ps. MM)



Ventas de Petrolíferos en México



Costos y gastos de operación

Los costos y gastos de operación aumentaron en 16.6% como resultado de:

- Un incremento de 23.1% 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 21.2% 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.

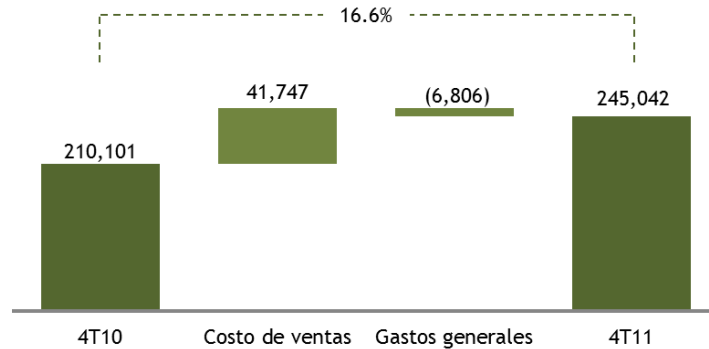
Lo anterior, fue parcialmente compensado por disminuciones de 7.2% en amortizaciones y 37.5% en el costo neto del periodo de beneficios a empleados.

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 496.1% 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)

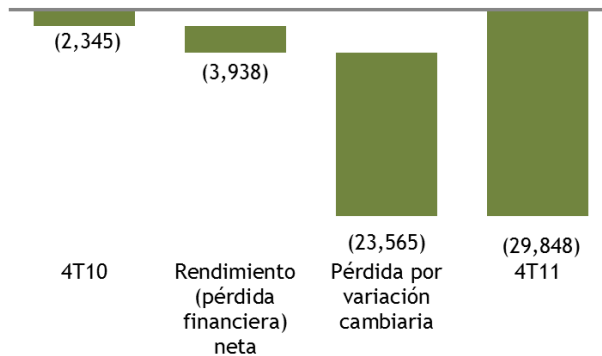


Resultado integral de financiamiento

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, derivados 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.

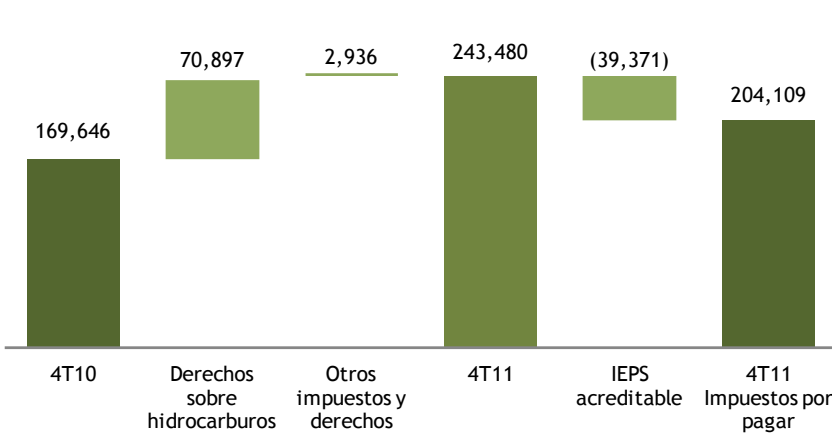
Impuestos y derechos

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

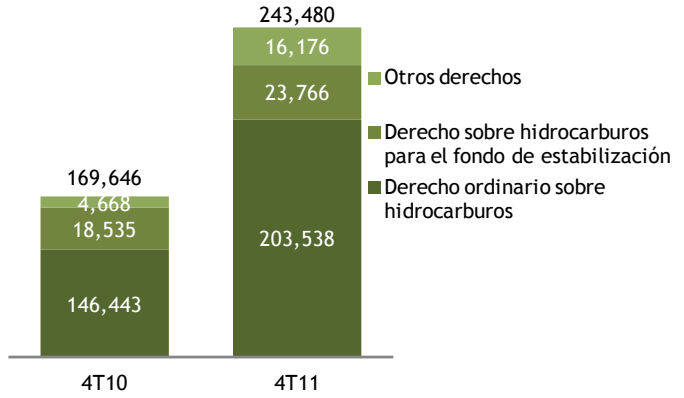
1. mayores precios de referencia de la mezcla mexicana de crudo, que aumentó 34.3%, de U.S.\$77.8 por barril, durante el cuarto trimestre de 2010, a U.S.\$104.4 por barril durante el mismo trimestre de 2011.

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

Evolución de los impuestos y derechos (Ps. MM)



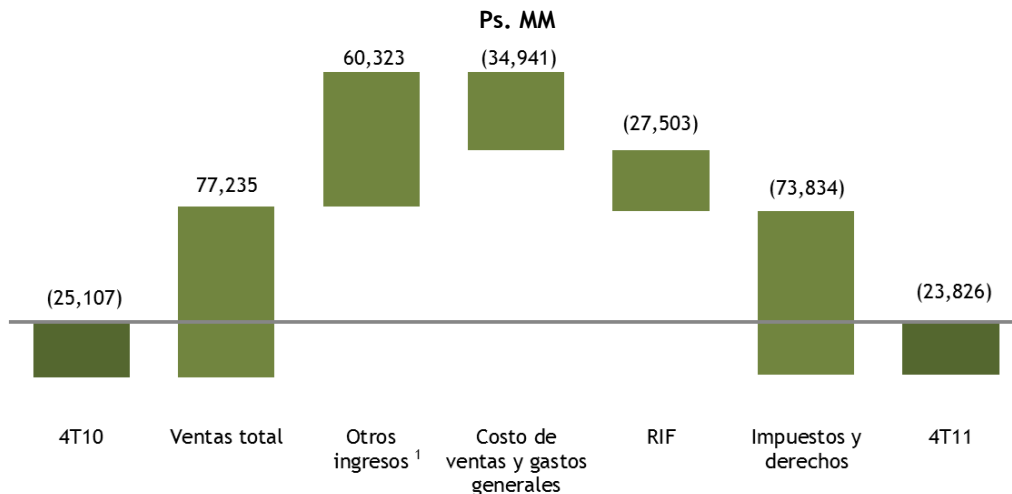
Impuestos y derechos (Ps. MM)



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, 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 de Ps. -3,013 millones.

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

Ventas	<p>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</p> <p>El incremento en ventas de 21.6% se debe principalmente a:</p> <ul style="list-style-type: none">• 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	<p>El costo de ventas durante el 2011 registró un incremento de 23.6% principalmente, como resultado de:</p> <ul style="list-style-type: none">• 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 11.2% 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. <p>Lo anterior fue parcialmente contrarrestado por disminuciones de 1.8% en amortizaciones y 10.0% en el costo neto del periodo de beneficios a empleados.</p> <p>En el mismo periodo, los gastos generales, que están integrados por gastos de distribución y gastos de administración, disminuyeron 7.6%.</p> <p>En este sentido, los gastos de distribución disminuyeron 5.8% como resultado de:</p> <ul style="list-style-type: none">• 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. <p>Asimismo, los gastos de administración fueron 8.4% menores derivado de:</p> <ul style="list-style-type: none">• Una disminución de 8.5% en el costo neto del periodo de beneficios a empleados.• Una disminución del 9.2% en gastos de operación, debido a un incremento en servicios médicos, honorarios pagados a terceros, viatico y seguros y fianzas. Parcialmente contrarrestado por un incremento en los gastos de depreciación.
Otros ingresos	<p>En el 2011 se observó un incremento de 173.2% de otros ingresos principalmente como resultado de un incremento de 143.1% en ingresos derivados de la tasa negativa del IEPS.</p>

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:

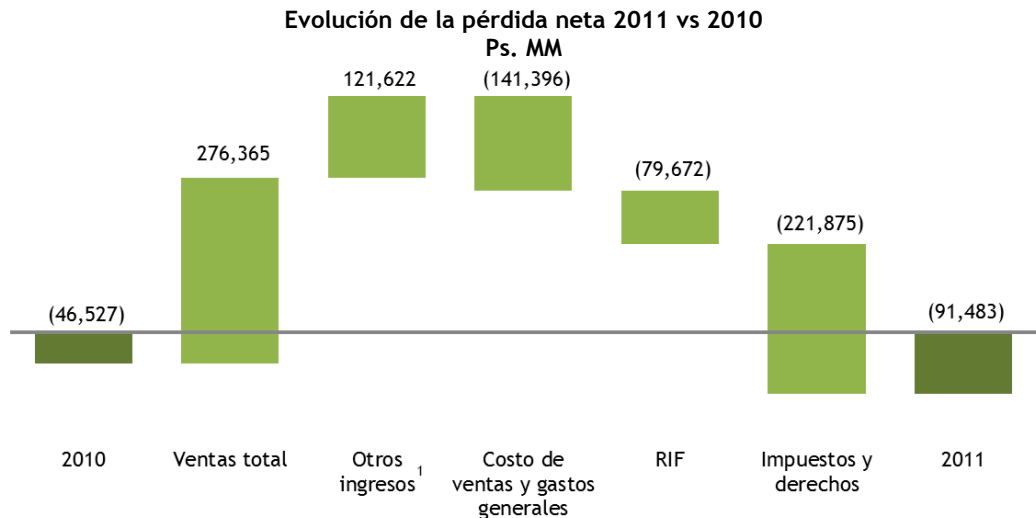
- Mayores intereses a cargo de PEMEX, como consecuencia de la valuación de instrumentos financieros.
- Mayor pérdida por variación cambiaria como resultado de una mayor depreciación del peso respecto al dólar americano, de Ps. 12.36 por dólar registrado el año anterior contra Ps. 13.99 por dólar durante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

Impuestos y derechos

Durante 2011 los impuestos y derechos registraron un nivel máximo histórico, de Ps. 876,016 millones, lo cual representa 128.6% 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. 91.5 miles de millones (U.S.\$6.5 miles de millones), a consecuencia de un incremento en los impuestos, derechos y aprovechamientos por un monto de Ps. 221.9 miles de millones de pesos y de un resultado integral de financiamiento negativo por un monto de Ps. 91.6 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 de Ps. -2,337 millones.

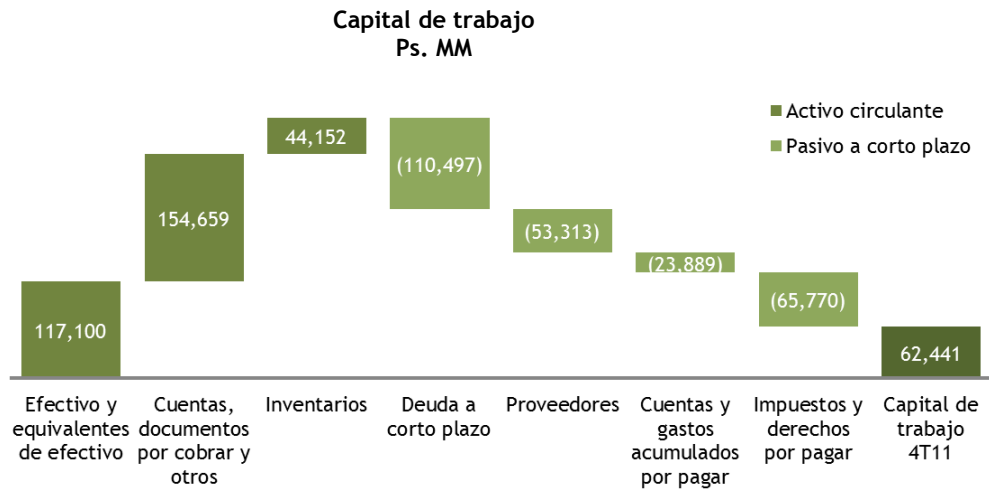
Estado de la situación financiera al 31 de diciembre de 2011

PEMEX					
Balance General Consolidado					
	Al 31 de diciembre de <u>2010</u> (Ps. MM)	Al 31 de diciembre de <u>2011</u>	<u>Variación</u>		<u>2011</u> (U.S.\$MM)
Total activo	1,395,197	1,533,345	9.9%	138,148	109,600
Activo circulante	315,911	357,470	13.2%	41,560	25,551
Efectivo y equivalentes de efectivo	133,587	117,100	-12.3%	(16,487)	8,370
Cuentas, documentos por cobrar y otros	120,887	154,659	27.9%	33,771	11,055
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
Instrumentos financieros derivados	20,917	16,903	-19.2%	(4,014)	1,208
Inversión disponible para su venta	-	24,656	-	24,656	1,762
Inversión en acciones y valores	11,116	12,913	16.2%	1,797	923
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	1,727,264	14.7%	220,765	123,461
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	1,473,794	13.4%	174,549	105,343
Deuda a largo plazo	575,171	672,275	16.9%	97,104	48,053
Reserva para créditos diversos y otros	55,493	64,284	15.8%	8,791	4,595
Reserva para beneficios a los empleados	661,365	731,017	10.5%	69,652	52,251
Impuestos diferidos	7,216	6,218	-13.8%	(998)	444
Total patrimonio	(111,302)	(193,919)	74.2%	(82,617)	(13,861)
Total pasivo y patrimonio	1,395,197	1,533,345	9.9%	138,148	109,600

Capital de trabajo

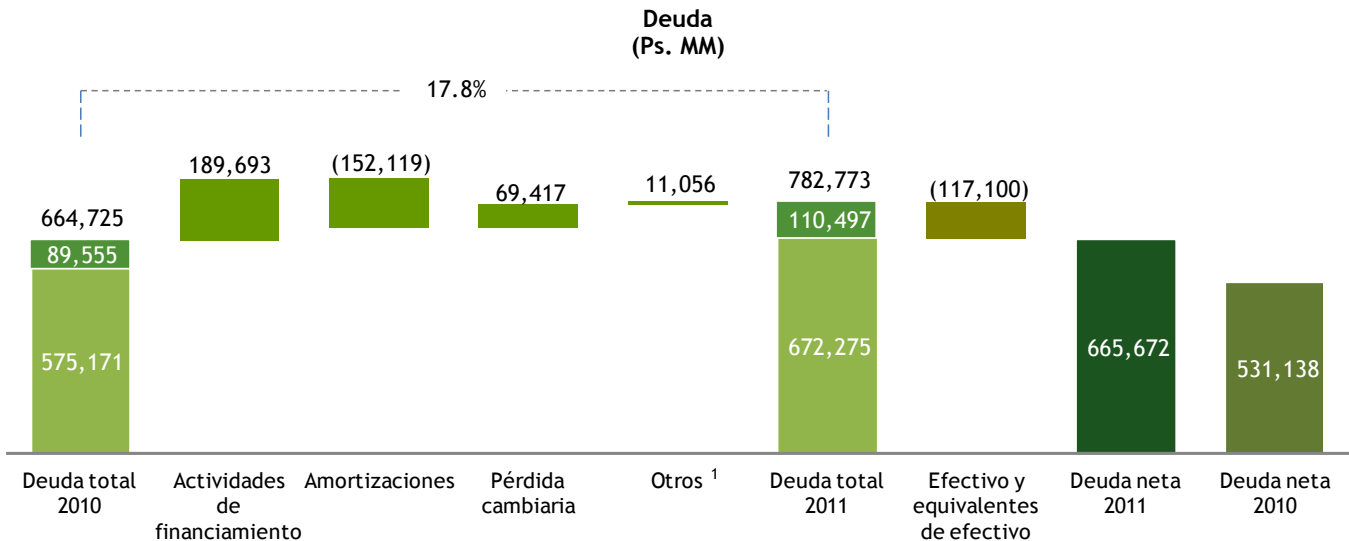
El activo circulante se incrementó en 13.2% o Ps. 41.6 miles de millones de pesos del 1 de enero al 31 de diciembre de 2011.

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

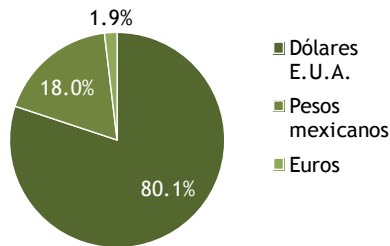
La deuda aumentó 17.8% principalmente como resultado de la depreciación del peso frente al dólar de 13.2% durante el 2011, así como a nuevas actividades de financiamiento, las cuales fueron parcialmente compensadas por amortizaciones, o pago de deuda.



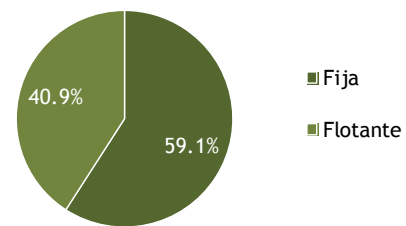
1) Incluye Ps. 9.6 miles de millones de Contratos de Obra Pública Financiada y Ps. 1.5 millones de interes por pagar.

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

Por moneda*

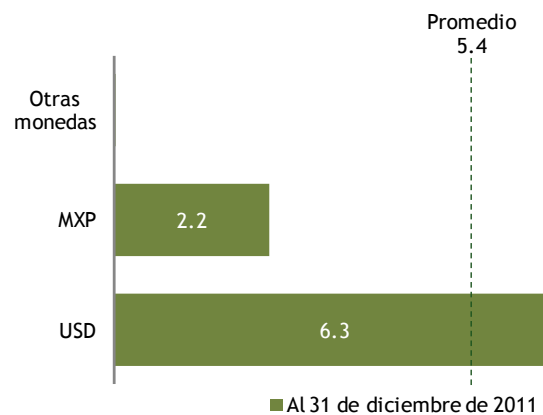
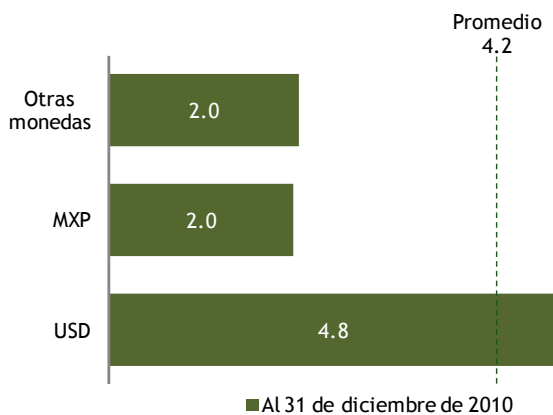


Por tasa*



*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 Corporativo.

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 Corporativo.

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 TIIE28 + 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 TIIE + 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 TIIE91 + 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		Variación	2011	
	2010	2011		(U.S.\$MM)	
	(Ps. MM)				
Actividades de operación					
Utilidad antes de impuestos a la utilidad	607,613	784,532	29.1%	176,919	56,076
Partidas relacionadas con actividades de inversión	118,278	106,761	-9.7%	(11,517)	7,631
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	(1,541)	796	151.7%	2,337	57
Pozos no exitosos	11,619	12,021	3.5%	402	859
Dividendos cobrados	-	(600)	0.0%	(600)	(43)
(Utilidad) pérdida en cambios no realizada provisión de pozos	(1,316)	4,983	478.7%	6,299	356
Bajas de propiedades maquinaria y equipo	3,074	3,497	13.7%	422	250
Partidas relacionadas con actividades de financiamiento	13,141	106,626	711.4%	93,486	7,621
(Utilidad) pérdida en cambios no realizada	(28,459)	69,417	343.9%	97,876	4,962
Intereses a cargo (favor)	1,896	2,379	25.5%	483	170
Efecto de valuación de instrumentos financieros	39,704	34,831	-12.3%	(4,873)	2,490
Subtotal	739,032	997,920	35.0%	258,887	71,329
Flujos netos de efectivo de actividades de operación:	(572,994)	(820,599)	-43.2%	(247,605)	(58,654)
Instrumentos financieros	(1,908)	591	131.0%	2,498	42
Cuentas por cobrar a clientes	5,868	(33,771)	-675.5%	(39,639)	(2,414)
Inventarios	(2,070)	(3,634)	-75.5%	(1,564)	(260)
Otros activos	(1,796)	(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	13,285	700	-94.7%	(12,585)	50
Aportaciones y pagos por beneficios a empleados	85,164	69,652	-18.2%	(15,512)	4,979
Impuestos diferidos	283	(998)	-453.1%	(1,281)	(71)
Flujos netos de efectivo de actividades de operación	166,039	177,321	6.8%	11,282	12,674
Actividades de inversión					
Inversión de acciones con carácter permanente	-	(20,784)	-	(20,784)	(1,486)
Gastos de exploración	(6,343)	(4,135)	34.8%	2,208	(296)
Dividendos cobrados	-	600	0.0%	600	43
Adquisiciones de propiedades, mobiliario y equipo	(184,585)	(175,850)	4.7%	8,735	(12,569)
Flujos netos de efectivo de actividades de inversión	(190,928)	(200,169)	-4.8%	(9,241)	(14,308)
Insuficiencia de efectivo para aplicar en actividades de financiamiento	(24,889)	(22,848)	8.2%	2,041	(1,633)
Actividades de financiamiento					
Préstamos 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	(197,099)	(152,119)	22.8%	44,980	(10,873)
Incremento al patrimonio	0.1	0.0	-99.9%	(0.1)	0.00001
Flujos netos de efectivo de actividades de financiamiento	61	4,193	6776.8%	4,132	300
Incremento (decremento) neto efectivo y equivalentes	(24,828)	(18,655)	24.9%	6,173	(1,333)
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	(1,345)	2,168	261.1%	3,514	155
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.

PEMEX
Principales estadísticas de producción

	Del 1 de oct. al 31 de dic. de				Del 1 de ene. al 31 de dic. de			
	<u>2010</u>	<u>2011</u>	<u>Variación</u>		<u>2010</u>	<u>2011</u>	<u>Variación</u>	
Explotación								
Total de hidrocarburos (Mbpced)	3,759	3,698	-1.6%	(61)	3,792	3,720	-1.9%	(72)
Hidrocarburos líquidos (Mbd)	2,600	2,595	-0.2%	(5)	2,622	2,601	-0.8%	(22)
Crudo (Mbd)	2,552	2,547	-0.2%	(6)	2,576	2,550	-1.0%	(26)
Condensados (Mbd)	47	48	1.3%	1	47	51	8.8%	4
Gas natural (MMpcd) ⁽¹⁾	7,039	6,357	-9.7%	(682)	7,020	6,594	-6.1%	(426)
Transformación industrial								
Gas seco de plantas (MMpcd) ⁽²⁾	3,570	3,697	3.6%	128	3,618	3,692	2.0%	73
Líquidos del gas natural (Mbd)	376	372	-1.1%	(4)	383	389	1.5%	6
Petrolíferos (Mbd) ⁽³⁾	1,230	1,315	6.9%	85	1,362	1,316	-3.3%	(46)
Petroquímicos (Mt)	1,462	1,336	-8.6%	(126)	6,121	5,583	-8.8%	(539)

(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-Exploración y Producción y Pemex-Refinación.

PEMEX

Producción de crudo por tipo

	Del 1 de oct. al 31 de dic. de				Del 1 de ene. al 31 de dic. de			
	<u>2010</u>	<u>2011</u>	<u>Variación</u>		<u>2010</u>	<u>2011</u>	<u>Variación</u>	
Petróleo crudo (Mbd)	2,552	2,547	-0.2%	(6)	2,576	2,550	-1.0%	(26)
Pesado	1,422	1,400	-1.6%	(23)	1,464	1,417	-3.2%	(47)
Ligero	799	826	3.5%	28	792	798	0.8%	6
Superligero	332	321	-3.3%	(11)	320	335	4.7%	15
Crudo de regiones marinas / Total	74.6%	74.7%			75.4%	74.6%		

PEMEX
Producción de crudo por activo integral

	2007	2008	2009				2010				2011			
			<u>1T</u>	<u>2T</u>	<u>3T</u>	<u>4T</u>	<u>1T</u>	<u>2T</u>	<u>3T</u>	<u>4T</u>	<u>1T</u>	<u>2T</u>	<u>3T</u>	<u>4T</u>
	(Mbd)													
Total	3,076	2,792	2,667	2,590	2,567	2,583	2,607	2,578	2,567	2,552	2,572	2,558	2,525	2,547
Región Marina Noreste	2,018	1,746	1,584	1,481	1,456	1,453	1,445	1,403	1,386	1,356	1,365	1,357	1,324	1,325
Cantarell	1,490	1,040	787	688	646	620	597	567	548	520	523	517	495	469
Ku-Maloob-Zaap	527	706	797	793	809	833	848	836	838	835	842	841	830	856
Región Marina Suroeste	506	500	512	521	511	526	546	546	538	548	556	555	554	577
Abkatún-Pol Chuc	312	308	314	307	299	302	302	299	291	293	295	277	265	269
Litoral de Tabasco	194	192	199	214	212	225	243	247	247	255	261	278	290	308
Región Sur	465	459	479	493	506	512	520	526	539	542	542	534	529	518
Cinco Presidentes	45	47	51	54	61	60	66	71	73	76	80	81	84	89
Bellota-Jujo	190	175	173	173	172	171	168	161	158	155	152	148	139	134
Macuspana	10	16	22	25	30	32	32	33	33	33	33	33	32	32
Muspac	34	36	41	41	42	44	48	47	52	51	49	49	50	47
Samaria-Luna	187	185	193	200	201	205	206	213	223	227	228	223	224	216
Región Norte	87	87	92	95	94	92	96	103	104	106	108	112	118	127
Poza Rica-Altamira	85	56	60	61	59	57	56	57	55	57	59	60	60	61
Aceite Terciario del Golfo ⁽¹⁾	0	29	28	29	31	30	35	40	44	45	46	49	54	62
Veracruz	2	2	4	5	5	5	5	5	5	4	4	3	3	3

(1) El Activo Integral Aceite Terciario del Golfo se creó en 2008; los campos que lo conforman se desincorporaron del Activo Integral Poza Rica-Altamira.

PEMEX

Producción de gas natural y envío de gas a la atmósfera

	Del 1 de oct. al 31 de dic. de				Del 1 de ene. al 31 de dic. de			
	<u>2010</u>	<u>2011</u>	<u>Variación</u>		<u>2010</u>	<u>2011</u>	<u>Variación</u>	
Total (MMpcd)⁽¹⁾	6,290	5,717	-9.1%	(573)	6,337	5,913	-6.7%	(424)
Asociado	3,967	3,588	-9.5%	(379)	3,860	3,709	-3.9%	(151)
No asociado	2,323	2,129	-8.4%	(194)	2,477	2,205	-11.0%	(273)
Envío de gas hidrocarburo a la atmósfera	446	169	-62.1%	(277)	421	249	-40.8%	(172)
Envío de gas hidrocarburo / Total	7.1%	3.0%			6.6%	4.2%		

(1) No incluye nitrógeno.

PEMEX

Producción de gas natural por activo integral

	2007	2008	2009				2010				2011			
			<u>1T</u>	<u>2T</u>	<u>3T</u>	<u>4T</u>	<u>1T</u>	<u>2T</u>	<u>3T</u>	<u>4T</u>	<u>1T</u>	<u>2T</u>	<u>3T</u>	<u>4T</u>
	(MMpcd)													
Total ⁽¹⁾	6,058	6,919	7,018	7,029	7,066	7,009	6,946	6,937	7,155	7,039	6,820	6,704	6,501	6,357
Región Marina Noreste	1,157	1,901	1,900	1,814	1,803	1,617	1,488	1,459	1,726	1,659	1,507	1,503	1,357	1,258
Cantarell	945	1,629	1,583	1,461	1,474	1,306	1,166	1,125	1,383	1,330	1,171	1,167	1,031	933
Ku-Maloob-Zaap	212	273	317	353	328	311	322	333	344	328	336	336	326	325
Región Marina Suroeste	993	1,023	1,067	1,141	1,095	1,142	1,127	1,142	1,186	1,231	1,234	1,220	1,199	1,181
Abkatún-Pol Chuc	544	569	570	591	574	586	588	595	586	607	617	576	534	510
Litoral de Tabasco	448	454	497	550	521	557	539	546	600	624	616	644	665	671
Región Sur	1,353	1,451	1,540	1,547	1,633	1,677	1,697	1,774	1,818	1,768	1,728	1,697	1,674	1,672
Cinco Presidentes	61	68	66	70	71	69	85	108	112	114	117	117	118	116
Bellota-Jujo	240	251	250	245	272	275	293	304	304	322	303	293	268	289
Macuspana	223	260	299	305	319	326	316	318	308	284	294	298	293	284
Muspac	311	300	278	279	280	277	275	265	274	280	275	280	284	277
Samaria-Luna	518	572	646	648	690	730	728	780	820	768	739	709	711	705
Región Norte	2,556	2,544	2,511	2,526	2,536	2,573	2,634	2,563	2,424	2,381	2,351	2,284	2,271	2,246
Burgos	1,412	1,383	1,425	1,501	1,535	1,598	1,597	1,525	1,399	1,396	1,368	1,328	1,344	1,337
Poza Rica-Altamira	223	152	138	138	132	126	122	118	113	116	114	115	117	115
Aceite Terciario del Golfo ⁽²⁾	0	52	81	83	80	71	77	82	88	94	99	111	111	126
Veracruz	922	957	867	805	789	779	837	838	825	776	769	731	700	668
Nitrógeno	143	629	524	472	502	487	557	607	816	749	653	767	663	640
Región Sur	-	-	-	-	-	-	93	100	112	118	105	91	88	100
Bellota-Jujo	-	-	-	-	-	-	57	46	37	46	37	31	26	36
Samaria-Luna	-	-	-	-	-	-	35	54	75	72	68	60	62	64
Región Marina Noreste	143	629	524	472	502	487	464	508	704	630	548	675	575	540
Cantarell	143	629	524	472	502	487	464	508	704	630	548	675	575	540

(1) Incluye nitrógeno.

(2) El Activo Integral Aceite Terciario del Golfo se creó en 2008; los campos que lo conforman se desincorporaron del Activo Integral Poza Rica-Altamira.

PEMEX
Información sísmica

	Del 1 de oct. al 31 de dic. de				Del 1 de ene. al 31 de dic. de			
	<u>2010</u>	<u>2011</u>	<u>Variación</u>		<u>2010</u>	<u>2011</u>	<u>Variación</u>	
2D (km)	739	1,017	37.7%	278	2,356	3,388	43.8%	1,033
3D (km ²)	9,543	10,951	14.8%	1,408	24,778	44,288	78.7%	19,510

PEMEX
Plataformas en operación

	31 de diciembre de 2011			
	<u>2010</u>	<u>2011</u>	<u>Variación</u>	
Plataformas en operación	233	238	2.1%	5
Almacenamiento	1	1	-	-
Compresion	10	10	-	-
Control y servicio	1	1	-	-
Enlace	13	13	-	-
Medicion	1	1	-	-
Perforacion	151	156	3.3%	5
Produccion	27	27	-	-
Telecomunicaciones	6	6	-	-
Tratamiento y bombeo	1	1	-	-
Habitacionales	22	22	-	-

PEMEX

Pozos terminados y en operación

	Del 1 de oct. al 31 de dic. de				Del 1 de ene. al 31 de dic. de			
	<u>2010</u>	<u>2011</u>	<u>Variación</u>		<u>2010</u>	<u>2011</u>	<u>Variación</u>	
Pozos terminados	221	293	32.6%	72	1,303	1,034	-20.6%	(269)
Desarrollo	210	286	36.2%	76	1,264	1,001	-20.8%	(263)
Exploración	11	7	-36.4%	(4)	39	33	-15.4%	(6)
Pozos en operación	7,770	8,606	10.8%	836	7,476	8,313	11.2%	837
Crudo	4,729	5,427	14.7%	697	4,389	5,157	17.5%	768
Gas no asociado	3,041	3,180	4.6%	139	3,087	3,156	2.2%	69

PEMEX

Equipos de perforación en operación promedio

	Del 1 de oct. al 31 de dic. de				Del 1 de ene. al 31 de dic. de			
	<u>2010</u>	<u>2011</u>	<u>Variación</u>		<u>2010</u>	<u>2011</u>	<u>Variación</u>	
Total	109	142	30.0%	33	130	128	-1.8%	(2)
Exploración	21	20	-2.7%	(1)	19	17	-13.7%	(3)
Región Marina Noreste	-	-	-	-	0.4	-	-100.0%	(0.4)
Región Marina Suroeste	7	3	-58.2%	(4)	6	4	-37.6%	(2)
Región Sur	11	11	-5.4%	(1)	10	9	-13.6%	(1)
Región Norte	3	7	127.4%	4	3	4	41.6%	1
Desarrollo	88	121	37.9%	33	111	111	0.3%	0.3
Región Marina Noreste	11	10	-10.6%	(1)	13	10	-23.1%	(3)
Región Marina Suroeste	10	10	4.9%	0.5	9	10	12.1%	1
Región Sur	28	36	28.8%	8	28	32	12.7%	4
Región Norte	39	65	66.5%	26	61	59	-2.4%	(1)

PEMEX
Proceso de crudo

	Del 1 de oct. al 31 de dic. de				Del 1 de ene. al 31 de dic. de			
	<u>2010</u>	<u>2011</u>	<u>Variación</u>		<u>2010</u>	<u>2011</u>	<u>Variación</u>	
Proceso total (Mbd)	1,055	1,179	11.8%	124	1,184	1,167	-1.5%	(18)
Crudo ligero	698	731	4.8%	34	744	733	-1.4%	(11)
Crudo pesado	357	448	25.4%	91	440	433	-1.6%	(7)
Crudo ligero / proceso total	66.2%	62.0%		(4.1)	62.8%	62.9%		0.04
Crudo pesado / proceso total	33.8%	38.0%		4.1	37.2%	37.1%		(0.04)
Capacidad utilizada de destilación primaria	69.1%	71.8%		2.7	77.5%	74.7%		(2.7)

Al 31 de diciembre de 2011 PEMEX contaba con 9,637 estaciones de servicio, 405 más que las registradas al 31 de diciembre de 2010.

PEMEX
Producción de petrolíferos

	Del 1 de oct. al 31 de dic. de				Del 1 de ene. al 31 de dic. de			
	<u>2010</u>	<u>2011</u>	<u>Variación</u>		<u>2010</u>	<u>2011</u>	<u>Variación</u>	
Producción total (Mbd)	1,230	1,315	6.9%	85	1,362	1,316	-3.3%	(46)
Gasolinas automotrices	380	401	5.5%	21	424	400	-5.6%	(24)
Combustóleo	294	305	3.7%	11	322	307	-4.6%	(15)
Diesel	257	271	5.3%	14	290	274	-5.4%	(16)
Gas licuado de petróleo (GLP)	205	205	-0.1%	(0.1)	212	209	-1.1%	(2)
Turbosina	42	55	32.9%	14	52	56	8.5%	4
Otros ⁽¹⁾	52	79	50.4%	26	62	69	10.8%	7

(1) Incluye parafinas, extracto de furfural, aeroflex, asfalto, lubricantes, coque, aceite cíclico ligero y otras gasolinas.

PEMEX

Proceso de gas natural y producción

	Del 1 de oct. al 31 de dic. de				Del 1 de ene. al 31 de dic. de			
	<u>2010</u>	<u>2011</u>	<u>Variación</u>		<u>2010</u>	<u>2011</u>	<u>Variación</u>	
Proceso de gas (MMpcd)	4,383	4,512	2.9%	129	4,472	4,527	1.2%	56
Gas húmedo amargo	3,398	3,397	-0.05%	(2)	3,422	3,445	0.7%	24
Gas húmedo dulce	984	1,115	13.3%	131	1,050	1,082	3.1%	32
Proceso de condensados (Mbd)	53	54	2.0%	1	53	57	7.4%	4
Producción								
Gas seco de plantas (MMpcd)	3,570	3,697	3.6%	128	3,618	3,692	2.0%	73
Líquidos del gas natural (Mbd)	376	372	-1.1%	(4)	383	389	1.5%	6

PEMEX
Producción de petroquímicos

	Del 1 de oct. al 31 de dic. de				Del 1 de ene. al 31 de dic. de					
	<u>2010</u>	<u>2011</u>	<u>Variación</u>		<u>2010</u>	<u>2011</u>	<u>Variación</u>			
Production total	1,462	1,336	-8.6%	(126)	6,121	5,583	-8.8%	(539)		
Básicos (Mt)	113	138	21.9%	25	499	510	2.3%	11		
Heptano	1	2	56.1%	1	5	7	45.2%	2		
Hexano	11	7	-32.9%	(3.7)	40	34	-15.6%	(6)		
Pentanos	5	5	-2.9%	(0.1)	15	19	27.3%	4		
Materia prima para negro de	92	120	30.8%	28	419	430	2.5%	10		
Butano	5	4	-6.1%	(0.3)	20	21	4.4%	1		
Secundarios (Mt)	1,349	1,198	-11.2%	(151)	5,622	5,072	-9.8%	(550)		
Derivados del metano	368	306	-17.0%	(62)	1,240	1,307	5.4%	67		
Amoniaco	261	205	-21.4%	(56)	899	847	-5.8%	(52)		
Anhídrido carbónico	91	57	-37.1%	(34)	325	309	-4.9%	(16)		
Metanol	16	43	171.1%	27	16	151	845.4%	135		
Derivados del etano	282	300	6.4%	18.2	1,311	1,250	-4.7%	(61)		
Cloruro de vinilo	13	13	-4.4%	(1)	187	168	-10.1%	(19)		
Dicloroetano	0.02	-	-	(0.02)	0.1	0.1	8.4%	0.005		
Etileno	10	5	-48.1%	(5)	46	12	-73.2%	(34)		
Glicoles etilénicos	44	43	-3.4%	(2)	187	157	-16.2%	(30)		
Glicol impuro	0.4	0.3	-23.7%	(0.1)	2	2	-17.8%	(0.4)		
Monoetilenglicol puro	1	2	59.7%	0.8	9	10	7.7%	0.7		
Oxido de etileno	48	59	23.8%	11	238	241	1.1%	3		
Polietileno A.D.	32	38	18.4%	6	181	174	-3.9%	(7)		
Polietileno B.D.	71	74	4.7%	3	264	274	3.8%	10		
Polietileno Lineal B.D.	62	66	6.1%	4	196	212	8.4%	16		
Aromáticos y derivados	###	###	###	###	-31.5%	(61)	779	554	-28.8%	(225)
Aromina 100	3	3	-2.4%	(0.1)	12	11	-13.9%	(2)		
Benceno	13	1	-95.5%	(12)	60	6	-90.4%	(54)		
Estireno	26	27	6.2%	2	65	128	96.5%	63		
Fluxoil	1	1	17.4%	0.1	2	3	17.9%	0.4		
Hidrocarburo de alto octano	105	60	-43.1%	(45)	444	232	-47.8%	(212)		
Tolueno	21	21	-3.0%	(1)	96	83	-13.0%	(12)		
Xilenos (meta y paraxileno)	26	21	-17.9%	(4.6)	100	93	-7.4%	(7.3)		
Propileno y derivados	84	88	4.6%	4	425	399	-6.1%	(26)		
Acido cianhídrico	2	0	-74.8%	(1.3)	6	4	-29.5%	(1.8)		
Acilonitrilo	15	4	-76.5%	(12)	55	39	-29.5%	(16)		
Propileno	67	84	25.2%	17	363	356	-2.1%	(8)		
Otros	###	###	###	###	-11.8%	(49)	1,868	1,562	-16.4%	(306)

Nota: "Otros" incluye ácido muriático, butadieno crudo, ceras polietilénicas, especialidades petroquímicas, hidrocarburos licuables de BTX, hidrógeno, isohehexano, líquidos de pirólisis, oxígeno, CPDI, azufre, isopropanol, gasolina amorfa, gasolina base octano y nafta pesada.

PEMEX

Seguridad industrial y protección ambiental

	Del 1 de oct. al 31 de dic. de				Del 1 de ene. al 31 de dic. de			
	<u>2010</u>	<u>2011</u>	<u>Variación</u>		<u>2010</u>	<u>2011</u>	<u>Variación</u>	
Índice de frecuencia	0.55	0.56	2.0%	0.011	0.42	0.54	30.0%	0.12
Índice de gravedad	41	36	-12.2%	(5)	25	29	17.9%	4
Emisiones de óxidos de azufre (Mt)	146	109	-25.3%	(37)	632	460	-27.2%	(172)
Reuso de agua / Uso	0.17	0.16	-4.5%	(0.01)	0.17	0.17	-2.1%	(0.004)

PEMEX
Volumen de ventas en el país

	Del 1 de oct. al 31 de dic. de				Del 1 de ene. al 31 de dic. de			
	<u>2010</u>	<u>2011</u>	<u>Variación</u>		<u>2010</u>	<u>2011</u>	<u>Variación</u>	
Gas seco (MMpcd)	3,253	3,207	-1.4%	(47)	3,255	3,385	4.0%	130
Petrolíferos (Mbd)	1,774	1,814	2.2%	40	1,763	1,788	1.4%	25
Gasolinas automotrices	817	812	-0.5%	(4)	802	799	-0.3%	(2)
Combustóleo	162	181	11.6%	19	185	201	8.5%	16
Diesel	382	394	3.0%	11	371	384	3.4%	13
Gas licuado de petróleo (GLP)	308	306	-0.6%	(2)	288	285	-1.1%	(3)
Turbosina	50	56	12.5%	6	56	56	0.6%	0.3
Otros	56	65	16.5%	9	61	63	2.8%	2
Petroquímicos (Mt)	995	955	-4.1%	(41)	4,164	4,224	1.4%	60

PEMEX
Volumen de exportaciones⁽¹⁾

	Del 1 de oct. al 31 de dic. de				Del 1 de ene. al 31 de dic. de			
	<u>2010</u>	<u>2011</u>	<u>Variación</u>		<u>2010</u>	<u>2011</u>	<u>Variación</u>	
Crudo (Mbd)	1,497	1,339	-10.5%	(157)	1,361	1,338	-1.7%	(23)
Maya ⁽²⁾	1,142	1,044	-8.6%	(98)	1,074	1,036	-3.6%	(38)
Istmo	133	104	-21.4%	(28)	75	99	32.6%	24
Olmeca	222	191	-14.0%	(31)	212	203	-4.2%	(9)
Gas seco (MMpcd)⁽³⁾	9	1	-88.5%	(8)	19	1	-93.2%	(18)
Petrolíferos (Mbd)	192	183	-4.6%	(9)	194	177	-9.2%	(18)
Combustóleo	123	100	-18.4%	(23)	124	96	-22.9%	(28)
Diesel	-	-	-	-	0.4	-	-100.0%	(0.4)
GLP	0.1	0.1	-11.4%	0.01	0.1	1	860.7%	1
Turbosina	-	2	-	2	1	2	34.1%	0.4
Naftas	69	72	3.8%	3	68	75	10.1%	7
Otros	-	9	-	9	1	3	382.9%	3
Petroquímicos (Mt)	133	120	-9.6%	(13)	698	443	-36.5%	(255)

(1) Transacciones realizadas por el Grupo P.M.I.®

(2) Incluye Altamira.

(3) Transacciones realizadas por Pemex-Gas y Petroquímica Básica.

PEMEX
Volumen de importaciones⁽¹⁾

	Del 1 de oct. al 31 de dic. de				Del 1 de ene. al 31 de dic. de			
	<u>2010</u>	<u>2011</u>	<u>Variación</u>		<u>2010</u>	<u>2011</u>	<u>Variación</u>	
Gas seco (MMpcd)⁽²⁾	579	732	26.4%	153	536	791	47.6%	255
Petrolíferos (Mbd)	722	618	-14.5%	(104)	628	633	0.7%	5
Gasolinas automotrices	441	411	-6.9%	(30)	383	404	5.4%	21
Combustóleo	3	13	285.5%	10	12	25	100.9%	13
Diesel	143	156	9.1%	13	106	136	27.9%	30
GLP	102	18	-82.0%	(84)	79	40	-49.5%	(39)
Turbosina	4	1	-70.1%	(3)	4	1	-73.5%	(3)
Naftas	28	18	-35.9%	(10)	31	26	-18.1%	(6)
Otros	0.5	1	4.9%	0.02	12	1	-95.4%	(11)
Petroquímicos (Mt)	102	55	-46.0%	(47)	395	225	-43.0%	(170)

(1) Transacciones realizadas por el Grupo P.M.I.®.

(2) Transacciones realizadas por Pemex-Gas y Petroquímica Básica.

PEMEX
Estado de resultados consolidado

	Del 1 de oct. al 31 de dic. de				Del 1 de ene. al 31 de dic. de					
	<u>2010</u>	<u>2011</u>	<u>Variación</u>	<u>2011</u>	<u>2010</u>	<u>2011</u>	<u>Variación</u>	<u>2011</u>	<u>2011</u>	
	(Ps. MM)			(U.S.\$MM)	(Ps. MM)			(U.S.\$MM)		
Ventas totales	343,047	420,283	22.5%	77,235	30,041	1,282,064	1,558,429	21.6%	276,365	111,393
En México	176,148	202,332	14.9%	26,184	14,462	683,853	779,198	13.9%	95,345	55,695
De exportación	165,792	215,766	30.1%	49,974	15,422	592,908	772,965	30.4%	180,058	55,250
Ingresos por servicios	1,108	2,186	97.3%	1,078	156	5,303	6,266	18.1%	962	448
Costo de ventas	180,727	222,475	23.1%	41,747	15,902	631,355	780,626	23.6%	149,270	55,797
Rendimiento bruto	162,320	197,808	21.9%	35,488	14,139	650,709	777,803	19.5%	127,094	55,596
Gastos generales	29,374	22,567	-23.2%	(6,806)	1,613	104,253	96,378	-7.6%	(7,875)	6,889
Gastos de distribución y transportación	9,620	7,119	-26.0%	(2,501)	509	33,274	31,349	-5.8%	(1,925)	2,241
Gastos de administración	19,754	15,449	-21.8%	(4,306)	1,104	70,979	65,029	-8.4%	(5,949)	4,648
Rendimiento de operación	132,946	175,241	31.8%	42,294	12,526	546,457	681,425	24.7%	134,969	48,707
Otros ingresos (gastos)	12,766	76,103	496.1%	63,337	5,440	71,586	195,545	173.2%	123,959	13,977
IEPS devengado	16,152	55,523	243.8%	39,371	3,969	73,573	178,869	143.1%	105,296	12,785
Otros	(3,385)	20,581	708.0%	23,966	1,471	(1,987)	16,676	939.1%	18,663	1,192
Resultado integral de financiamiento	(2,345)	(29,848)	-1172.7%	(27,503)	(2,133)	(11,969)	(91,641)	-665.6%	(79,672)	(6,550)
Participación en resultados de subsidiarias y asociadas que no consolidan	1,172	(1,842)	-257.2%	(3,013)	(132)	1,541	(796)	-151.7%	(2,337)	(57)
Rendimiento antes de impuestos y derechos	144,539	219,654	52.0%	75,115	15,700	607,613	784,532	29.1%	176,919	56,076
Impuestos y derechos	169,646	243,480	43.5%	73,834	17,403	654,141	876,016	33.9%	221,875	62,615
Pérdida neta	(25,107)	(23,826)	5.1%	1,281	(1,703)	(46,527)	(91,483)	-96.6%	(44,956)	(6,539)

PEMEX
Indicadores financieros

	Del 1 de oct. al 31 de dic. de			Del 1 de ene. al 31 de dic. de		
	<u>2010</u>	<u>2011</u>	<u>Variación</u>	<u>2010</u>	<u>2011</u>	<u>Variación</u>
Costo de lo vendido / Ingresos totales (incluye recuperación IEPS negativo)	50.3%	46.8%	(3.6)	46.6%	44.9%	(1.6)
Dep. y amortiz. / Costo de lo vendido y Gastos generales	12.4%	10.9%	(1.5)	13.1%	11.1%	(2.0)
Rendimiento de operación (incluye recuperación IEPS negativo) / Ingresos totales (incluye recuperación IEPS negativo)	41.5%	48.5%	7.0	45.7%	49.5%	3.8
Impuestos y derechos / Ingresos totales (incluye recuperación IEPS negativo)	47.2%	51.2%	3.9	48.3%	50.4%	2.2
Ingresos antes de intereses, impuestos, depreciación y amortización (EBITDA) / costo financiero (excluye intereses capitalizados)	15.2	13.2	(2.1)	11.2	17.2	6.0

PEMEX
Ingresos por ventas y servicios

	Del 1 de oct. al 31 de dic. de					Del 1 de ene. al 31 de dic. de				
	<u>2010</u> (Ps. MM)	<u>2011</u>	<u>Variación</u>	<u>2011</u> (U.S.\$MM)	<u>2010</u> (Ps. MM)	<u>2011</u>	<u>Variación</u>	<u>2011</u> (U.S.\$MM)	<u>2011</u> (U.S.\$MM)	
Ingresos totales por ventas y servicios	343,047	420,283	22.5%	77,235	30,041	1,282,064	1,558,429	21.6%	276,365	111,393
Ventas en México (incluye recuperación IEPS negativo)	192,299	257,854	34.1%	65,555	18,431	757,426	958,067	26.5%	200,641	68,480
Ventas México	176,148	202,332	14.9%	26,184	14,462	683,853	779,198	13.9%	95,345	55,695
Gas seco	14,930	15,164	1.6%	234	1,084	68,732	65,848	-4.2%	(2,884)	4,707
Petrolíferos (incluye recuperación IEPS negativo)	170,346	234,446	37.6%	64,100	16,758	660,682	858,484	29.9%	197,802	61,362
Petrolíferos	154,195	178,924	16.0%	24,729	12,789	587,109	679,614	15.8%	92,506	48,577
IEPS	16,152	55,523	243.8%	39,371	3,969	73,573	178,869	143.1%	105,296	12,785
Gasolinas	78,988	87,488	10.8%	8,500	6,253	295,121	328,458	11.3%	33,337	23,477
Combustóleo	11,727	19,684	67.8%	7,957	1,407	55,014	79,125	43.8%	24,111	5,656
Diesel	38,931	44,654	14.7%	5,723	3,192	143,957	166,212	15.5%	22,255	11,880
Gas licuado de petróleo (GLP)	14,858	16,212	9.1%	1,354	1,159	53,386	57,936	8.5%	4,550	4,141
Turbosina	5,461	8,581	57.1%	3,120	613	22,916	31,541	37.6%	8,625	2,254
Otros	4,230	2,306	-45.5%	(1,925)	165	16,716	16,343	-2.2%	(373)	1,168
Petroquímicos	7,023	8,244	17.4%	1,221	589	28,013	33,736	20.4%	5,723	2,411
De exportación	165,792	215,766	30.1%	49,974	15,422	592,908	772,965	30.4%	180,058	55,250
Crudo y condensados	132,866	175,316	31.9%	42,450	12,531	451,867	614,176	35.9%	162,309	43,900
Gas seco	42	(61)	-243.7%	(103)	(4)	402	18	-95.5%	(383)	1
Petrolíferos	15,417	22,696	47.2%	7,279	1,622	59,951	76,748	28.0%	16,797	5,486
Petroquímicos	652	876	34.4%	224	63	3,089	3,636	17.7%	547	260
Otros	16,815	16,938	0.7%	123	1,211	77,599	78,387	1.0%	788	5,603
Ingresos por servicios	1,108	2,186	97.3%	1,078	156	5,303	6,266	18.1%	962	448

PEMEX
Costos y gastos de operación

	Del 1 de oct. al 31 de dic. de					Del 1 de ene. al 31 de dic. de				
	<u>2010</u> (Ps. MM)	<u>2011</u>	<u>Variación</u>		<u>2011</u> (U.S.\$MM)	<u>2010</u> (Ps. MM)	<u>2011</u>	<u>Variación</u>		<u>2011</u> (U.S.\$MM)
Costos y gastos de operación	210,101	245,042	16.6%	34,941	17,515	735,608	877,004	19.2%	141,396	62,686
Costo de ventas	180,727	222,475	23.1%	41,747	15,902	631,355	780,626	23.6%	149,270	55,797
Gastos de operación	40,927	49,601	21.2%	8,674	3,545	133,038	147,934	11.2%	14,896	10,574
Compra de productos para reventa	80,012	104,291	30.3%	24,278	7,454	270,819	383,118	41.5%	112,300	27,384
Otros	59,789	68,583	14.7%	8,795	4,902	227,498	249,573	9.7%	22,075	17,839
Gastos generales	29,374	22,567	-23.2%	(6,806)	1,613	104,253	96,378	-7.6%	(7,875)	6,889
Gastos de distribución y transportación	9,620	7,119	-26.0%	(2,501)	509	33,274	31,349	-5.8%	(1,925)	2,241
Gastos de administración	19,754	15,449	-21.8%	(4,306)	1,104	70,979	65,029	-8.4%	(5,949)	4,648
Costo neto del periodo de beneficios a los empleados	26,037	16,273	-37.5%	(9,764)	1,163	114,276	102,831	-10.0%	(11,444)	7,350
Depreciación y amortización	26,060	26,818	2.9%	759	1,917	96,482	97,753	1.3%	1,271	6,987

"Otros" incluye: depreciación, amortización, costo neto del periodo de beneficios a empleados, conservación y mantenimiento, gastos de exploración, pozos no exitosos, variación de inventarios, efecto neto por la consolidación de compañías subsidiarias

PEMEX
Resultado integral de financiamiento

	Del 1 de oct. al 31 de dic. de				Del 1 de ene. al 31 de dic. de					
	<u>2010</u> (Ps. MM)	<u>2011</u>	<u>Variación</u>	<u>2011</u> (U.S.\$MM)	<u>2010</u> (Ps. MM)	<u>2011</u>	<u>Variación</u>	<u>2011</u> (U.S.\$MM)	<u>2011</u> (U.S.\$MM)	
Resultado integral de financiamiento	(2,345)	(29,848)	-1172.7%	(27,503)	(2,133)	(11,969)	(91,641)	-665.6%	(79,672)	(6,550)
Rendimiento financiero	6,409	11,656	81.9%	5,247	833	42,246	29,790	-29.5%	(12,455)	2,129
Costo financiero	(13,056)	(22,241)	-70.3%	(9,184)	(1,590)	(74,382)	(62,631)	15.8%	11,751	(4,477)
cambiaría	4,302	(19,263)	-547.7%	(23,565)	(1,377)	20,167	(58,801)	-391.6%	(78,968)	(4,203)

PEMEX
Impuestos y derechos

	Del 1 de oct. al 31 de dic. de					Del 1 de ene. al 31 de dic. de				
	<u>2010</u> (Ps. MM)	<u>2011</u>	<u>Variación</u>	<u>2011</u> (U.S.\$MM)		<u>2010</u> (Ps. MM)	<u>2011</u>	<u>Variación</u>	<u>2011</u> (U.S.\$MM)	
Impuestos y derechos	169,646	243,480	43.5%	73,834	17,403	654,141	876,016	33.9%	221,875	62,615
Derechos sobre hidrocarburos	173,713	244,610	40.8%	70,897	17,484	649,741	871,471	34.1%	221,730	62,291
Derecho ordinario sobre hidrocarburos	146,443	203,538	39.0%	57,095	14,548	549,422	732,577	33.3%	183,155	52,363
Derecho sobre hidrocarburos para el fondo de estabilización	18,535	23,766	28.2%	5,232	1,699	74,274	86,664	16.7%	12,391	6,195
Derecho para la investigación científica y tecnológica en materia de energía	1,037	1,805	74.1%	769	129	3,899	6,428	64.9%	2,529	459
Derecho para la fiscalización petrolera	8	11	39.3%	3.1	1	29	39	32.0%	9	3
Derecho extraordinario sobre la exportación de petróleo	4,608	8,495	84.3%	3,887	607	10,893	28,398		17,505	2,030
Derecho especial sobre hidrocarburos	644	2,535	293.5%	1,891	181	3,176	6,606	108.0%	3,430	472
Derecho sobre extracción de hidrocarburos	932	2,344	151.4%	1,411	168	3,498	6,038	72.6%	2,540	432
Derecho adicional sobre hidrocarburos	162	2,116	1209.4%	1,954	151	162	4,722	2822.2%	4,561	338
Derecho único sobre hidrocarburos	1,344	-	-100.0%	(1,344)	-	4,389	0.04	-100.0%	(4,389)	0.003
Otros impuestos y derechos	(4,066)	(1,130)	72.2%	2,936	(81)	4,400	4,544	3.3%	145	325

PEMEX
Indicadores seleccionados

Pemex-Exploración y Producción	Del 1 de ene. al 31 de dic. de			
	<u>2010</u> Ps./bpce	<u>2011</u>	<u>Variación</u>	<u>2011</u> (U.S.\$/bpce)
Ventas totales / Producción total de hidrocarburos (Ps. / bpce)	2,811	3,713	902.6	200.9
Rendimiento de operación / Producción de hidrocarburos (Ps. / bpce)	2,041	2,856	815.1	145.9
Rendimiento neto / Producción de hidrocarburos (Ps. / bpce)	99	172	73.9	7.0
Impuestos y derechos / Rendimiento de operación	91%	89%	(2.1)	

PEMEX
Balance General Consolidado

	Al 31 de diciembre de <u>2010</u> (Ps. MM)	Al 31 de diciembre de <u>2011</u>		<u>Variación</u>	<u>2011</u> (U.S.\$MM)
Total activo	1,395,197	1,533,345	9.9%	138,148	109,600
Activo circulante	315,911	357,470	13.2%	41,560	25,551
Efectivo y equivalentes de efectivo	133,587	117,100	-12.3%	(16,487)	8,370
Cuentas, documentos por cobrar y otros	120,887	154,659	27.9%	33,771	11,055
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
Instrumentos financieros derivados	20,917	16,903	-19.2%	(4,014)	1,208
Inversión disponible para su venta	-	24,656	-	24,656	1,762
Inversión en acciones y valores	11,116	12,913	16.2%	1,797	923
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	1,727,264	14.7%	220,765	123,461
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	1,473,794	13.4%	174,549	105,343
Deuda a largo plazo	575,171	672,275	16.9%	97,104	48,053
Reserva para créditos diversos y otros	55,493	64,284	15.8%	8,791	4,595
Reserva para beneficios a los empleados	661,365	731,017	10.5%	69,652	52,251
Impuestos diferidos	7,216	6,218	-13.8%	(998)	444
Total patrimonio	(111,302)	(193,919)	74.2%	(82,617)	(13,861)
Total pasivo y patrimonio	1,395,197	1,533,345	9.9%	138,148	109,600

PEMEX
Indicadores financieros seleccionados

	Al 31 de diciembre de <u>2010</u>	Al 31 de diciembre de <u>2011</u>	<u>Variación</u>
Propiedades, mobiliario y equipo / Activo	76.1%	75.2%	(0.91)
Deuda / Total del pasivo y patrimonio	47.6%	51.0%	3.41
Capital de trabajo (Ps. MM)	108,657	104,000	(4,657)

PEMEX
Deuda consolidada total

	Al 31 de diciembre de <u>2010</u> (Ps. MM)	Al 31 de diciembre de <u>2011</u>	<u>Variación</u>	<u>2011</u> (U.S.\$MM)
Deuda total	664,725	782,773	17.8%	118,047
Corto plazo	89,555	110,497	23.4%	20,943
Largo plazo	575,171	672,275	16.9%	97,104
Efectivo y equivalentes de efectivo	133,587	117,100	-12.3%	(16,487)
Deuda neta total	531,138	665,672	25.3%	134,534

[Indice](#)

PEMEX		
Perfil de vencimientos de la deuda		
	Al 31 de diciembre de 2011	
	(Ps. MM)	(U.S.\$MM)
Deuda total	782,773	55,951
En pesos mexicanos	140,379	10,034
2012	20,161	1,441
2013	13,821	988
2014	20,667	1,477
2015	18,626	1,331
2016 en adelante	67,105	4,796
En otras monedas	642,393	45,917
2012	90,337	6,457
2013	72,752	5,200
2014	46,294	3,309
2015	43,766	3,128
2016 en adelante	389,245	27,822

PEMEX

Exposición del principal de la deuda⁽¹⁾

	Al 31 de diciembre de		Al 31 de diciembre de		Al 31 de diciembre de	
	<u>2010</u>	<u>2011</u>	<u>2010</u>	<u>2011</u>	<u>2010</u>	<u>2011</u>
	Porcentaje					
	<u>Por moneda</u>		<u>A tasa fija</u>		<u>A tasa flotante</u>	
Total	100.0%	100.0%	54.6%	59.1%	45.5%	40.9%
Dólares de E.U.A.	80.1%	80.1%	57.1%	63.4%	42.9%	36.6%
Pesos mexicanos	19.9%	18.0%	44.6%	46.1%	55.4%	53.9%
Euros	0.0005%	1.8875%	100.0%	0.0%	0.0%	100.0%
Yenes	0.0000%	0.0000%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%

(1) Incluye instrumentos derivados.

PEMEX
Instrumentos financieros derivados

	Al 31 de diciembre de			
	<u>2010</u>	<u>2011</u>	<u>Variación</u>	<u>2011</u>
Instrumentos financieros derivados asociados a deuda y activos	(Ps. MM)			(US\$MM)
Valuación a mercado (Ps. MM)	8,725	5,628	(3,097)	402
Swaps de tasa de interés	(1,212)	(760)	452	(54)
Swaps de moneda	5,772	2,461	(3,311)	176
Swaps de moneda extinguidos	2,444	2,407	(37)	172
Swaps de activos ¹	1,721	1,520	(201)	109
Monto nominal (Ps. MM)	146,008	169,047	23,039	12,083
Swaps de tasa de interés	9,900	8,700	(1,200)	622
Swaps de moneda	101,789	115,858	14,069	8,281
Swaps de moneda extinguidos	15,692	17,766	2,074	1,270
Swaps de activos ¹	18,627	26,723	8,096	1,910
Instrumentos financieros derivados de gas natural				
Valuación a mercado (Ps. MM)	93	21	(72)	1
Swaps largos	(2,564)	(609)	1,955	(44)
Swaps cortos	2,657	629	(2,027)	45
Opciones largas	79	6	(73)	0.4
Opciones cortas	(79)	(6)	73	(0.4)
Volumen (MMBtu)	(19,029)	(11,293)	7,736	
Swaps largos	58,417,932	29,306,932	(29,111,000)	
Swaps cortos	(58,437,033)	(29,311,925)	29,125,108	
Opciones largas	14,623,910	5,774,694	(8,849,216)	
Opciones cortas	(14,623,837)	(5,780,994)	8,842,843	
Instrumentos financieros derivados de petrolíferos				
Valuación a mercado (Ps. MM)	(116)	(208)	(92)	(15)
Futuros de mercados bursátiles	(102)	(113)	(10)	(8)
Swaps de mercados bursátiles	(4)	(71)	(67)	(5)
Swaps de mercados extrabursátiles	(10)	(23)	(14)	(2)
Volumen (MM barriles)	(6)	(8)	(2)	
Futuros de mercados bursátiles	(5)	(4)	1	
Swaps de mercados bursátiles	(0)	(3)	(3)	
Swaps de mercados extrabursátiles	(1)	(1)	(0)	
Instrumentos financieros derivados de Tesorería de PMI				
Valuación a mercado (Ps. MM)	n.a.	(206)	(206)	(15)
Swaps de tasa de interés de mercados extrabursátiles	n.a.	(51)	(51)	(4)
Forward de tipo de cambio en mercados extrabursátiles	n.a.	(279)	(279)	(20)
Opciones sobre acciones	n.a.	125	125	9
Monto nominal (Ps. MM)	n.a.	39,691	39,691	2,837
Swaps de tasa de interés de mercados extrabursátiles	n.a.	521	521	37
Forward de tipo de cambio en mercados extrabursátiles	n.a.	14,514	14,514	1,037
Opciones sobre acciones	n.a.	24,656	24,656	1,762

(1) Los swaps de activos incluían opciones sobre acciones de Repsol YPF, S.A en 2010.

PEMEX
Patrimonio

	Al 31 de diciembre de				
	<u>2010</u>	<u>2011</u>		<u>Variación</u>	<u>2011</u>
	(Ps. MM)				(U.S.\$MM)
Total patrimonio	(111,302)	(193,919)	74.2%	(82,617)	(13,861)
Certificados de aportación "A"	96,958	96,958	0.0%	-	6,930
Incremento patrimonio Org. Subs.	180,382	180,382	0.0%	-	12,893
Reserva legal	988	988	0.0%	-	71
Superavit por donación	3,447	3,447	0.0%	-	246
Utilidad (pérdida) integral	4,396	13,263	201.7%	8,866	948
(Pérdidas) rendimientos acumulados	(397,473)	(488,956)	23.0%	(91,483)	(34,949)
De ejercicios anteriores	(350,946)	(397,473)	13.3%	(46,527)	(28,410)
Del ejercicio	(46,527)	(91,483)	96.6%	(44,956)	(6,539)

PEMEX
Estados consolidados de flujo de efectivo

	Al 31 de diciembre de		<u>Variación</u>		
	<u>2010</u>	<u>2011</u>			
	(Ps. MM)			(U.S.\$MM)	
Actividades de operación					
Utilidad antes de impuestos a la utilidad	607,613	784,532	29.1%	176,919	56,076
Partidas relacionadas con actividades de inversión	118,278	106,761	-9.7%	(11,517)	7,631
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	(1,541)	796	151.7%	2,337	57
Pozos no exitosos	11,619	12,021	3.5%	402	859
Dividendos cobrados	-	(600)	0.0%	(600)	(43)
(Utilidad) pérdida en cambios no realizada provisión de pozos	(1,316)	4,983	478.7%	6,299	356
Bajas de propiedades maquinaria y equipo	3,074	3,497	13.7%	422	250
Partidas relacionadas con actividades de financiamiento	13,141	106,626	711.4%	93,486	7,621
(Utilidad) pérdida en cambios no realizada	(28,459)	69,417	343.9%	97,876	4,962
Intereses a cargo (favor)	1,896	2,379	25.5%	483	170
Efecto de valuación de instrumentos financieros	39,704	34,831	-12.3%	(4,873)	2,490
Subtotal	739,032	997,920	35.0%	258,887	71,329
Flujos netos de efectivo de actividades de operación:	(572,994)	(820,599)	-43.2%	(247,605)	(58,654)
Instrumentos financieros	(1,908)	591	131.0%	2,498	42
Cuentas por cobrar a clientes	5,868	(33,771)	-675.5%	(39,639)	(2,414)
Inventarios	(2,070)	(3,634)	-75.5%	(1,564)	(260)
Otros activos	(1,796)	(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	13,285	700	-94.7%	(12,585)	50
Aportaciones y pagos por beneficios a empleados	85,164	69,652	-18.2%	(15,512)	4,979
Impuestos diferidos	283	(998)	-453.1%	(1,281)	(71)
Flujos netos de efectivo de actividades de operación	166,039	177,321	6.8%	11,282	12,674
Actividades de inversión					
Inversión de acciones con carácter permanente	-	(20,784)	-	(20,784)	(1,486)
Gastos de exploración	(6,343)	(4,135)	34.8%	2,208	(296)
Dividendos cobrados	-	600	0.0%	600	43
Adquisiciones de propiedades, mobiliario y equipo	(184,585)	(175,850)	4.7%	8,735	(12,569)
Flujos netos de efectivo de actividades de inversión	(190,928)	(200,169)	-4.8%	(9,241)	(14,308)
Insuficiencia de efectivo para aplicar en actividades de financiamiento	(24,889)	(22,848)	8.2%	2,041	(1,633)
Actividades de financiamiento					
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	(197,099)	(152,119)	22.8%	44,980	(10,873)
Incremento al patrimonio	0.1	0.0	-99.9%	(0.1)	0.00001
Flujos netos de efectivo de actividades de financiamiento	61	4,193	6776.8%	4,132	300
Incremento (decremento) neto efectivo y equivalentes	(24,828)	(18,655)	24.9%	6,173	(1,333)
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	(1,345)	2,168	261.1%	3,514	155
Efectivo y equivalentes al final del ejercicio	133,587	117,100	-12.3%	(16,487)	8,370

PEMEX

Reconciliación de los ingresos antes de intereses, impuestos, depreciación y amortización

	Del 1 de oct. al 31 de dic. de				Del 1 de ene. al 31 de dic. de					
	<u>2010</u> (Ps. MM)	<u>2011</u>	<u>Variación</u>	<u>2011</u> (U.S.\$MM)	<u>2010</u> (Ps. MM)	<u>2011</u>	<u>Variación</u>	<u>2011</u> (U.S.\$MM)	<u>2011</u> (U.S.\$MM)	
Pérdida neta	(25,107)	(23,826)	5.1%	1,281	(1,703)	(46,527)	(91,483)	-96.6%	(44,956)	(6,539)
+ Impuestos y derechos	169,646	243,480	43.5%	73,834	17,403	654,141	876,016	33.9%	221,875	62,615
- Resultado integral de financiamiento	(2,345)	(29,848)	-1172.7%	(27,503)	(2,133)	(11,969)	(91,641)	-665.6%	(79,672)	(6,550)
+ Depreciación y amortización	26,060	26,818	2.9%	759	1,917	96,482	97,753	1.3%	1,271	6,987
+ Costo neto del periodo de beneficios a empleados	26,037	16,273	-37.5%	(9,764)	1,163	114,276	102,831	-10.0%	(11,444)	7,350
Ingresos antes de intereses, impuestos, depreciación y amortización (EBITDA)	198,981	292,594	47.0%	93,613	20,914	830,340	1,076,758	29.7%	246,418	76,964

PEMEX
Información por segmentos

	<u>Exploración v. Producción</u>	<u>Refinación</u>	<u>Gas y Petroquímica Básica</u>	<u>Petroquímica</u>	<u>Compañías Subsidiarias v. Corporativo</u>	<u>Eliminaciones entre entidades</u>	<u>Total</u>
	(Ps. MM)						
Del 1 de ene. al 31 de dic. de 2011							
Ventas totales	1,270,840	700,452	207,228	43,438	1,245,370	(1,908,899)	1,558,429
Clientes externos	-	621,678	128,665	28,855	772,965	-	1,552,163
Intersegmentos	1,270,840	75,155	77,480	14,584	469,408	(1,907,466)	-
Ingresos por servicios	-	3,619	1,083	-	2,997	(1,434)	6,266
Depreciación y amortización	83,488	9,146	3,324	1,195	600	-	97,753
Costo neto del periodo de beneficios a empleados	35,213	33,742	7,307	8,967	17,602	-	102,831
Rendimiento bruto	1,006,263	(243,287)	6,862	(2,124)	55,574	(45,484)	777,803
Rendimiento de operación	977,481	(290,019)	(4,028)	(12,316)	9,634	673	681,425
Resultado integral de financiamiento	(70,874)	(22,848)	3,036	(756)	(57)	(142)	(91,641)
Impuestos, derechos y aprovechamientos	871,471	-	529	11	4,005	-	876,016
Rendimiento neto	58,989	(139,491)	(1,531)	(12,720)	(88,303)	91,573	(91,483)
Al 31 de diciembre de 2011							
Total activo	1,685,887	604,779	149,302	109,587	2,004,714	(3,020,924)	1,533,345
Activo circulante	820,463	385,467	101,064	89,457	1,029,275	(2,068,256)	357,470
Inversiones en acciones y valores	793	157	3,466	-	7,084	1,413	12,913
Propiedades, mobiliario y equipo	861,928	218,873	42,473	19,251	9,981	-	1,152,506
Altas de activo fijo	160,797	26,919	3,520	2,563	819	-	194,619
Total pasivo	1,343,156	756,849	100,015	93,719	152,497	(718,972)	1,727,264
Pasivo de corto plazo	414,738	467,073	32,253	24,776	1,375,790	(2,061,161)	253,470
Reserva para beneficios a empleados	252,291	248,627	60,481	68,345	101,274	-	731,017
Patrimonio	342,731	(152,070)	49,286	15,868	49,496	(499,230)	(193,919)
Del 1 de ene. al 31 de dic. de 2010							
Ventas totales	980,603	606,057	199,457	41,326	946,138	(1,491,516)	1,282,064
Clientes externos	-	533,723	125,392	24,739	592,908	-	1,276,761
Intersegmentos	980,603	68,865	74,065	16,587	350,327	(1,490,447)	-
Ingresos por servicios	-	3,469	-	-	2,904	(1,070)	5,303
Depreciación y amortización	82,245	8,906	3,532	1,166	633	-	96,482
Costo neto del periodo de beneficios a empleados	38,822	38,975	7,769	10,618	18,092	-	114,276
Rendimiento bruto	744,434	(105,838)	12,348	(5,088)	49,841	(44,987)	650,709
Rendimiento de operación	712,064	(155,273)	1,204	(14,995)	5,138	(1,681)	546,457
Resultado integral de financiamiento	(20,889)	(2,239)	2,856	(39)	8,232	109	(11,969)
Impuestos, derechos y aprovechamientos	649,814	-	1,652	35	2,641	-	654,141
Rendimiento neto	34,367	(82,713)	3,772	(14,753)	(42,078)	54,878	(46,527)
Al 31 de diciembre de 2010							
Total activo	1,539,311	524,632	145,066	89,541	1,818,445	(2,724,280)	1,392,715
Activo circulante	746,362	322,293	100,421	70,588	917,048	(1,843,282)	313,429
Inversiones en acciones y valores	753	157	1,983	-	333,014	(324,791)	11,116
Propiedades, mobiliario y equipo	789,474	201,827	42,383	17,794	9,911	-	1,061,388
Altas de activo fijo	176,348	24,586	3,631	2,217	1,240	-	208,023
Total pasivo	1,249,248	587,355	94,353	80,046	1,894,981	(2,399,485)	1,506,499
Pasivo de corto plazo	433,339	323,872	29,850	17,323	1,234,287	(1,831,418)	207,254
Reserva para beneficios a empleados	228,030	225,324	55,741	62,105	90,165	-	661,365
Patrimonio	290,063	(62,723)	50,713	9,495	(76,536)	(324,795)	(113,783)