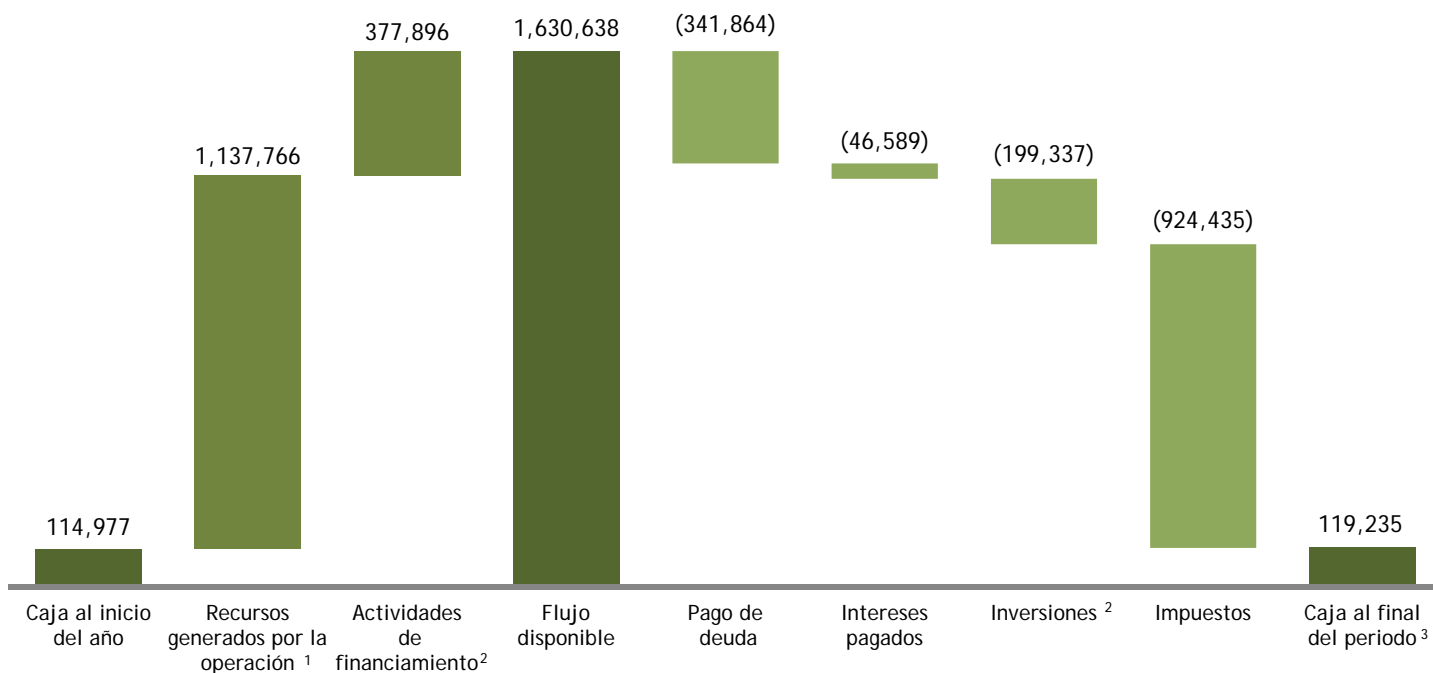


Reporte de resultados dictaminados de Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias al 31 de diciembre de 2012¹

Del 1 de oct. al 31 de dic.	2011 (Ps. MMM)	2012 (Ps. MMM)	Variación	2012 (U.S.\$ MMM)	Aspectos relevantes
Ventas totales	420.3	420.6	0.1%	32.3	
Rendimiento bruto	196.1	190.3	-2.9%	14.6	→ Las ventas totales ascendieron a Ps. 420.6 miles de millones.
Rendimiento de operación	236.7	202.7	-14.4%	15.6	→ Los impuestos y derechos representaron el 50.9% de las ventas totales.
Rendimiento antes de impuestos y derechos	203.1	186.4	-8.2%	14.3	→ La producción de crudo incremento a 2,561 Mbd
Impuestos y derechos	242.6	214.0	-11.8%	16.5	
Rendimiento (pérdida) neta	(39.5)	(27.5)		(2.1)	

Fuentes y usos de recursos al 31 de diciembre de 2012
(Ps. MM)



(1) Antes de impuestos.

(2) Excluye Contratos de Obra Pública Financiada.

(3) Incluye Ps. 821.9 millones por cambios en el valor del efectivo.

Resultados operativos

PEMEX								
Principales estadísticas de producción								
	Del 1 de oct. al 31 de dic. de				Del 1 de ene. al 31 de dic. de			
	2011	2012	Variación		2011	2012	Variación	
Explotación								
Total de hidrocarburos (Mbpced)	3,706	3,703	-0.1%	(3)	3,725	3,697	-0.7%	(28)
Hidrocarburos líquidos (Mbd)	2,598	2,594	-0.2%	(4)	2,603	2,588	-0.6%	(15)
Crudo (Mbd)	2,550	2,561	0.4%	10	2,553	2,548	-0.2%	(5)
Condensados (Mbd)	48	33	-30.8%	(15)	51	41	-19.9%	(10)
Gas natural (MMpcd) ⁽¹⁾	6,357	6,363	0.1%	7	6,594	6,385	-3.2%	(209)
Transformación industrial								
Gas seco de plantas (MMpcd) ⁽²⁾	3,697	3,494	-5.5%	(204)	3,692	3,628	-1.7%	(63)
Líquidos del gas natural (Mbd)	372	333	-10.6%	(39)	389	365	-6.2%	(24)
Petrolíferos (Mbd) ⁽³⁾	1,315	1,305	-0.7%	(9.8)	1,316	1,337	1.6%	21
Petroquímicos (Mt)	1,336	1,028	-23.0%	(308)	5,583	4,547	-18.6%	(1,036)

(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.

Exploración y producción 4T12

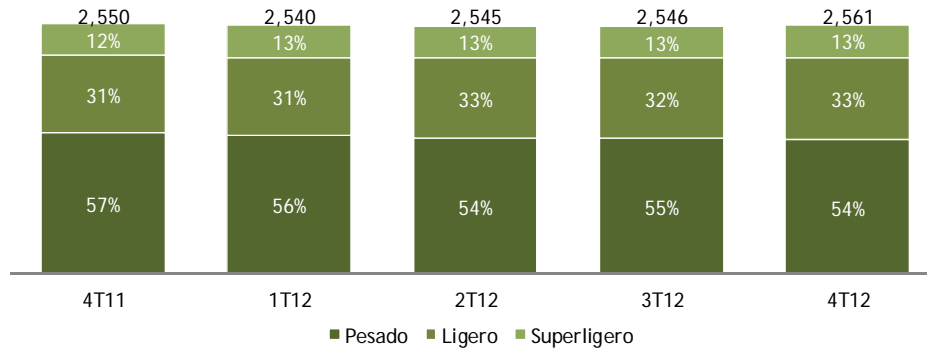
Producción de crudo

La producción total de petróleo crudo alcanzó 2,561 Mbd, 0.4% superior al promedio del cuarto trimestre de 2011. La diferencia fue resultado de:

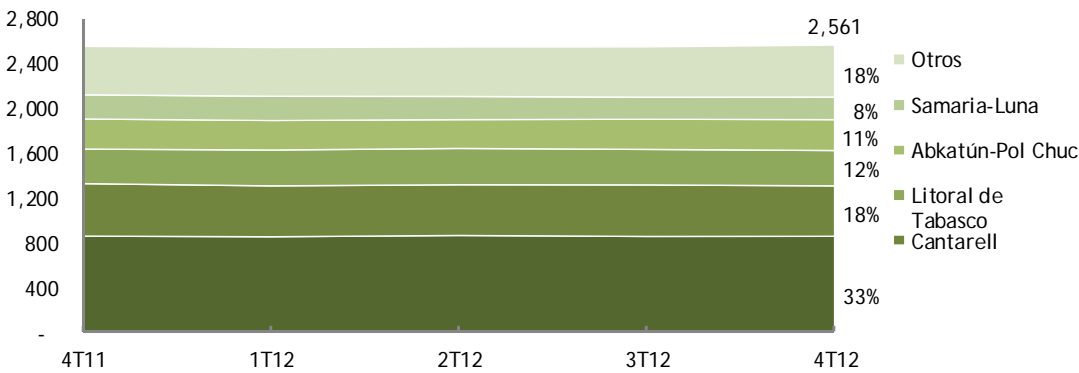
- Un incremento de 2.6% en la producción de crudo ligero proveniente, en su mayor parte, de las actividades de terminación y reparación de pozos en los proyectos Yaxché y Chuc de la Región Marina Suroeste, Ogarrio-Magallanes de la Región Sur y Aceite Terciario del Golfo de la Región Norte.
- Un aumento de 2.3% en la producción de crudo superligero, esencialmente por la entrada en operación del campo Tsimín en la Región Marina Suroeste.

Lo anterior fue parcialmente contrarrestado por una disminución de 1.3% en la producción de crudo pesado, debido a la declinación natural de campos en el Activo Cantarell de la Región Marina Noreste, el incremento del flujo fraccional de agua y a demoras en la terminación de pozos 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.

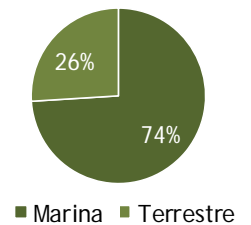
Producción de crudo (Mbd)



Producción de crudo por Activo (Mbd)



Producción de crudo por región 4T12 (Mbd)



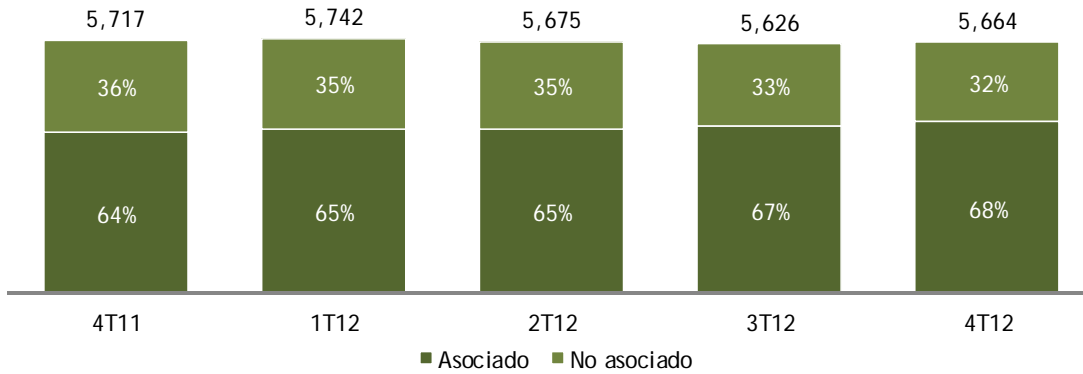
Producción de gas natural

La producción de gas natural durante el cuarto trimestre de 2012 fue inferior en 0.9%², respecto al mismo periodo del 2011. Esto se debió, principalmente, a una menor producción de gas no asociado derivado de la reducción programada de las actividades de 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.

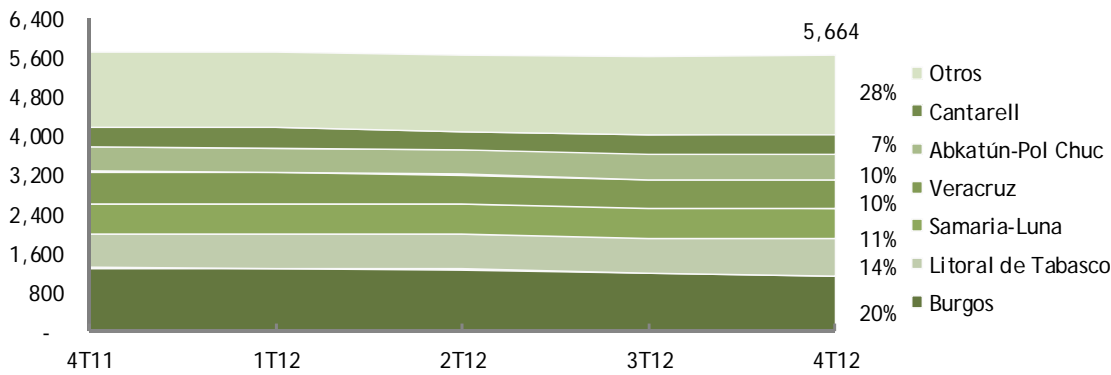
Lo anterior fue parcialmente compensado por aumentos en la producción de gas asociado en los Activos Litoral de Tabasco y Abkatún-Pol-Chuc de la Región Marina Suroeste y Aceite Terciario del Golfo de la Región Norte.

² No incluye nitrógeno.

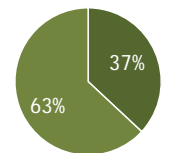
Producción de gas natural (MMpcd)



Producción de gas natural por Activo (MMpcd)



Producción de gas natural por tipo de campo 4T12 (MMpcd)



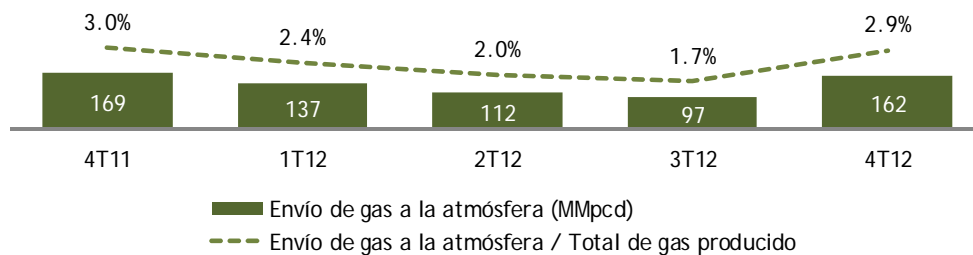
Envío de gas a la atmósfera

El envío de gas a la atmósfera se redujo 4.3% debido, principalmente, a:

- La instalación de infraestructura para el manejo y transporte de gas en regiones marinas.
- La implementación y consolidación del Sistema de Confiabilidad Operacional.
- La ejecución de estrategias en el Activo Cantarell para administrar la explotación de la zona de transición.

El aprovechamiento de gas natural durante el trimestre fue de 97.1%.

Envío de gas a la atmósfera

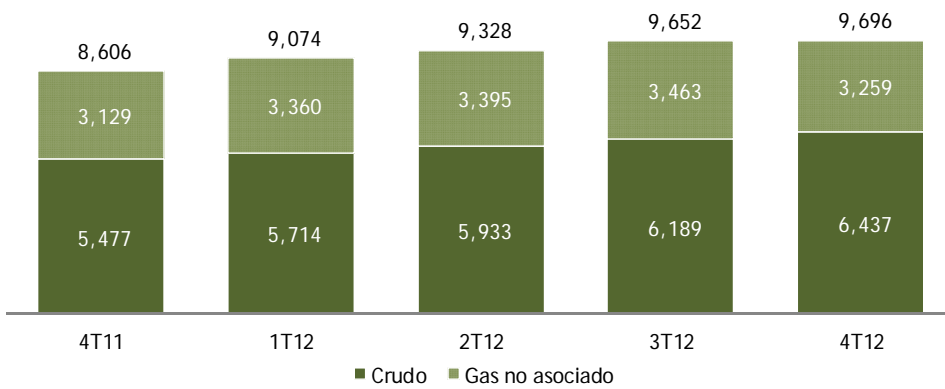


Infraestructura de operación

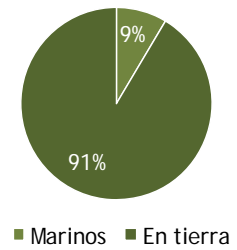
PEMEX continúa ampliando el uso de tecnología e información en sus actividades de perforación para mejorar la eficiencia y la generación de valor.

- El promedio de número de pozos en operación ascendió a 9,696, es decir 1,090 pozos más que el promedio del cuarto trimestre de 2011.
- La terminación de pozos se incrementó en 51 pozos debido, principalmente, a mayor actividad de perforación de desarrollo en los proyectos ATG y Ogarrio-Magallanes. Así mismo se cerró el 2012 con 15 pozos terminados de exploración, 8 más que en el 2011.
- El número de equipos en operación disminuyó 7% por menor actividad en el proyecto Antonio J. Bermúdez.

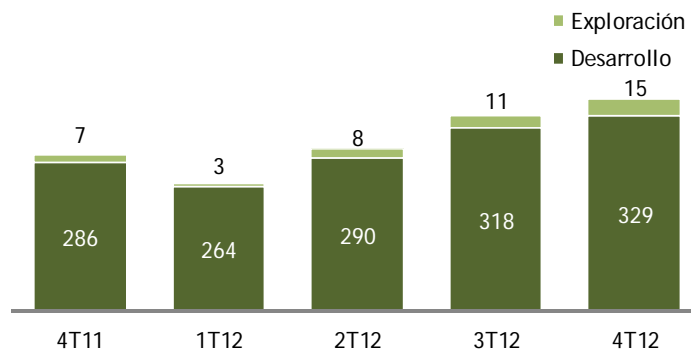
Pozos promedio en operación



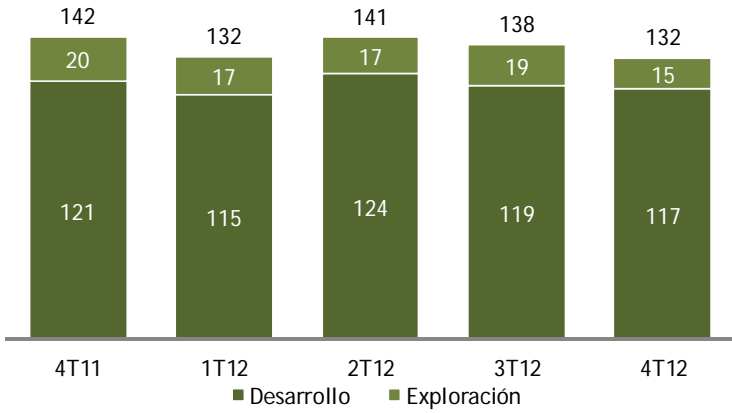
Pozos promedio en operación por tipo de campo 4T12



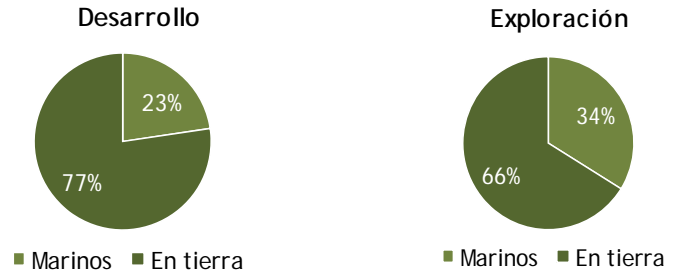
Pozos terminados



Equipos de perforación promedio



Equipos de perforación promedio por tipo 4T12

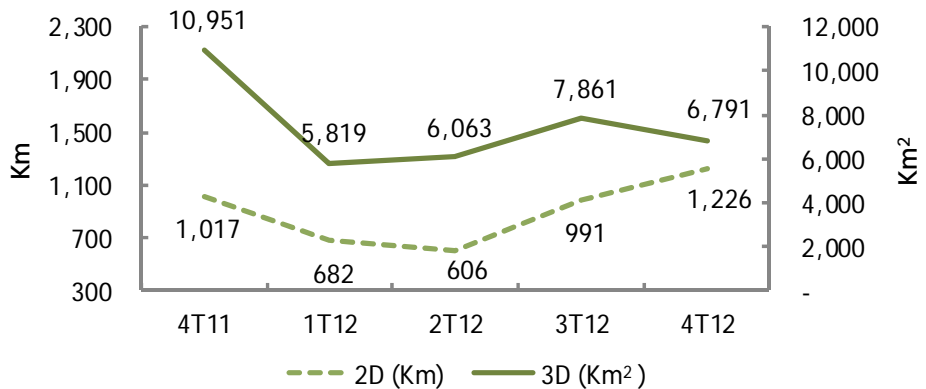


Información sísmica

La adquisición de información sísmica 2D aumentó 20.6%, debido al inicio del estudio Zapatero Pénjamo.

La información sísmica 3D disminuyó 38%, debido a la conclusión de los estudios Centauro y Tzumat, quedando en operación solo el estudio sísmico Sayab

Información sísmica



Información sísmica 3D 4T12



Descubrimientos Durante el cuarto trimestre de 2012 se llevaron a cabo descubrimientos que ayudaron a corroborar el potencial petrolero en aguas profundas y en las cuencas del sureste, entre otras formaciones geológicas. Con la terminación del pozo Kunah-1DL se obtuvo mayor información del campo Kunah, confirmando así el potencial gasífero en aguas profundas del proyecto Golfo de México B. Así mismo, los pozos Supremus-1 y Trión-1, ubicados dentro del proyecto Área Perdido y terminados en tirantes de agua mayores a los 2,500 metros de profundidad, permitieron ampliar el área de exploración de zonas de aceite de dicho proyecto.

PEMEX

Principales descubrimientos

<u>Proyecto</u>	<u>Pozo</u>	<u>Era geológica</u>	<u>Producción inicial</u>		<u>Tipo de hidrocarburo</u>
			<u>Crudo y condensados</u>	<u>Gas (MMpcd)</u>	
Burgos	Master-1	Cretácico		20.7	Gas seco
	Tepozan-1	Terciario	34	2.2	Gas húmedo
	Paje-1	Terciario	72	1.4	Gas húmedo
	Anhelido-1	Jurásico	432	1.9	Gas y condensado
Litoral de Tabasco	Kunah-1DL	Terciario	103	33.4	Gas húmedo
Mascuspána-Muspac	Teotleco-101	Cretácico	1,407	9.4	Gas y condensado
Poza Rica-Altamira	Supremus-1	Terciario			Aceite ligero
	Trión-1	Terciario			Aceite ligero
Samaria-Luna	Navegante-1	Jurásico, Cretácico	1,770	7.2	Aceite ligero
Veracruz	Bedel-1	Terciario	415	0.2	Aceite ligero

Exploración y producción 2012

En 2012, PEMEX consolidó su estrategia de ampliar el número de activos productivos así como de estabilizar o aumentar la producción de activos existentes.

Producción de crudo En 2012, la producción de crudo se ubicó en 2,548 Mbd, 5 Mbd inferior al promedio de 2011 debido a:

- Menor producción de crudo pesado debido a la declinación natural de campos en el Activo Cantarell, así como a demoras en la terminación de pozos en dicho Activo por retrasos en la contratación de equipos de perforación, consecuencia del aplazamiento de procesos de licitación, así como por cambios en las condiciones de mercado.
- Menor producción de crudo superligero derivado, principalmente, de la declinación natural de campos en los proyectos Delta del Grijalva de la Región Sur y Crudo Ligero Marino de la Región Marina Suroeste.
- Las diferencias anteriores fueron parcialmente compensadas por un incremento en la producción de crudo ligero de 4.5%, derivado de mayor producción en los proyectos Yaxché, Och-Uech-Kax, Chuc, de la Región Marina Suroeste, Ogarrio Magallanes, de la Región Sur y Aceite Terciario del Golfo, de la Región Norte.

Gas Natural La producción de gas natural disminuyó 4.0%, a 5,676 MMpcd, lo que se debió principalmente a:

- Menor producción de gas no asociado, debido a la reducción programada de las actividades de 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 Norteamericano.
- El incidente industrial ocurrido en el mes de septiembre en la Central de Medición Km. 19, lo cual afectó la producción en el Activo Burgos.
- Lo anterior fue parcialmente compensado por un aumento en la producción de gas asociado, derivado de mayor producción en los Activos Litoral de Tabasco y Abkatún-Pol-Chuc de la Región Marina Suroeste, y Aceite Terciario del Golfo, de la Región Norte.

Aprovechamiento de gas El envío de gas a la atmósfera se redujo en 49% a 127 MMpcd derivado de:

- La instalación de infraestructura para el manejo y transporte de gas en regiones marinas.
- La implementación y consolidación del Sistema de Confiabilidad Operacional.
- La ejecución de estrategias en el Activo Cantarell para administrar la explotación de la zona de transición.

Producto de lo anterior, durante el 2012, el aprovechamiento de gas alcanzó el 97.8%.

Infraestructura de operación En 2012, PEMEX enfocó su estrategia de perforación hacia mayor eficiencia y generación de valor, haciendo uso de avances tecnológicos y equipos de última generación:

- El promedio de pozos en operación aumentó en 1,125 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 pozos terminados aumento en 204 pozos como resultado, principalmente, de mayor actividad en los proyectos Ogarrio-Magallanes, Antonio J. Bermúdez y en el Activo ATG.
- El número de equipos de perforación en operación se incrementó en 8 equipos respecto a 2011, alcanzando 136 equipos.

Información Sísmica La obtención de información sísmica 2D aumentó 3.5% debido a que durante el 2012 se iniciaron los estudios Altamira, Perdiz y Zapatero Pénjamo.

Descubrimientos La información sísmica 3D fue menor en 40% debido a que se concluyeron los estudios de Centauro, Yoka-Butub, Ixic y Tzumat. En tanto que en el año se programó menor actividad, principalmente, en la Región Norte.

Entre los pozos exploratorios del 2012, destacan los pozos Jolote-101, Sunuapa-401, Teotleco-101 y Navegante-1 en las cuencas del sureste, con los cuales se continuó ampliando el potencial petrolero en dichas formaciones y permitirán ampliar el área de explotación de sus respectivos campos.

El pozo Gasífero-1, con el que se confirmó la existencia de hidrocarburos ligeros en la cuenca de Veracruz, con una producción inicial de 820 bd de aceite ligero y 0.3 MMpcd de gas.

El pozo Arbolero-1, con el que se continuó ampliando las áreas productoras de gas-shale en el Activo Integral Burgos. Arbolero-1 es uno de los primeros pozos en probar la formación del Jurásico Superior Pimienta incorporando un nuevo horizonte productor en gas-shale.

Como resultado de la actividad exploratoria en aguas profundas del Golfo de México, se realizaron hallazgos que confirmaron la presencia de crudo ligero en la provincia del Cinturón Plegado Perdido.

El pozo Trión-1 se ubica a 28 km al sur de la frontera con Estados Unidos y a 177 km de la costa de Tamaulipas. Fue perforado a 2,532 metros de tirante de agua y una profundidad total de 4.5 km, incluyendo la corteza del lecho marino. El pozo Supremus-1 se ubica a 39 km al sur de la frontera con Estados Unidos y a 250 km de la costa de Tamaulipas. Fue perforado a 2,900 m, siendo el mayor tirante de agua en la historia de PEMEX y el octavo a nivel mundial. Su profundidad total es superior a los 4.0 Km.

Finalmente, el pozo Kunah-1 confirmó el potencial petrolífero de la provincia de Cinturón Plegado Catemaco, en el Activo Litoral de Tabasco. Fue perforado a 2,157 metros de tirante de agua y se lograron identificar cinco yacimientos de gas húmedo en diferentes intervalos, los cuales tienen profundidades que van de 2,845 a 4,103 metros.

Proyectos de exploración y producción

Contratos Integrales

Primera Ronda Región Sur	Convocatoria:	1 de marzo de 2011
	Venta de Bases:	Hasta el 8 de julio de 2011
	Número de Participantes:	27 empresas con 53 bases de licitación vendidas
	Superficie aproximada	320 Km ²

Bloque	Reservas 3P (Mmbpce)	Fecha de Adjudicación	Empresa Contratada	Tarifa USD/ b	Inversión MM USD
Magallanes	104.1	18 agosto 2011	Petrofac Facilities Mngt. Ltd.	5.01	205.5
Santuario	39.6	18 agosto 2011	Petrofac Facilities Mngt. Ltd.	5.01	116.9
Carrizo	51.1	18 agosto 2011	Dowell Schlumberger de México	9.40	33.3

Segunda Ronda Región Norte	Convocatoria:	19 de enero de 2012
	Venta de Bases:	Hasta el 11 de mayo de 2012
	Número de Participantes:	31 empresas con 83 bases de licitación vendidas
	Recursos Prospectivos:	1,672 Mmbpce
Superficie aproximada	6,991 Km ²	

Bloque	Reservas 3P (Mmbpce)	Fecha de Adjudicación	Empresa Contratada	Tarifa USD/ b	Inversión MM USD
Altamira	11	19 junio 2012	Cheiron Holdings Ltd.	5.01	33
Pánuco	50	19 junio 2012	Petrofac Facilities Mngt. Ltd./ Dowell Schluberger	7.00	35
Tierra Blanca	6	19 junio 2012	Monclova Pirineos / Gas Alfasid del Norte	4.12	24
San Andrés	31	19 junio 2012	Monclova Pirineos / Gas Alfasid del Norte	3.49	24
Arenque	100	28 agosto 2012	Petrofac Ltd.	7.90	50
Atún	26	N/A	N/A	N/A	

Tercera Ronda Chicontepec	Convocatoria:	20 de diciembre de 2012
	Venta de Bases:	Hasta el 7 de junio de 2013
	Número de Participantes:	11 empresas interesadas con 34 bases de licitación vendidas (Información al 14 de febrero de 2013)
	Recursos Prospectivos:	976 Mmbpce
Superficie aproximada	953 Km ²	

Bloque	Reservas 3P (Mmbpce)	Fecha esperada de Adjudicación	Empresa Contratada	Tarifa USD/ b	Inversión MM USD
Pitepec	1,048	11 julio 2013	En licitación	N/A	62.3
Soledad	134	11 julio 2013	En licitación	N/A	62.3
Amatitlán	993	11 julio 2013	En licitación	N/A	62.3
Miquetla	248	11 julio 2013	En licitación	N/A	62.3
Humapa	341	11 julio 2013	En licitación	N/A	62.3
Mihuapan	431	11 julio 2013	En licitación	N/A	62.3

Para mayor información consulte <http://contratos.pemex.com/Paginas/inicio.aspx>

Plataformas para aguas someras

Con el objeto de garantizar la disponibilidad de equipos de perforación en el largo plazo, PEMEX asignó los contratos para la construcción de dos plataformas de perforación auto elevables, destinadas a aguas someras del Golfo de México.

En el proceso de selección participaron los principales constructores a nivel global; la empresa Keppel Fels fue quien ofreció los mejores términos y condiciones en cuanto a precio y calidad de las plataformas. La inversión total será de U.S.509 millones y el contrato se realizará bajo un esquema de arrendamiento financiero.

Al 30 de enero de 2013 se cuenta con 41 plataformas de perforación marina: 5 semi-sumergibles, 36 auto elevables y 26 equipos modulares. El programa para ampliar la flota de equipos de perforación marina contempla la construcción de entre 8 y 12 plataformas auto elevables y 9 equipos modulares adicionales.

Aguas Profundas

Seguridad de operaciones en aguas profundas

En mayo de 2012, Petróleos Mexicanos contrató los servicios de Wild Well Control, Inc., empresa altamente calificada en la atención de contingencias en pozos con tirantes de agua superiores a 500 metros y aguas ultra profundas, así como en el uso de sistemas de contención a nivel lecho marino en caso de derrames.

Firma de Convenio con BP

El 23 de octubre se firmó un acuerdo con British Petroleum (BP) para compartir información técnica para construir, operar y mantener un sistema de control de pozos en aguas profundas del Golfo de México.

BP compartirá sin costo alguno para PEMEX información técnica para establecer el sistema antes referido. Por su parte, cualquier mejora futura al sistema de control de pozos motivo de este acuerdo, PEMEX la pondrá a disposición de BP sin costo alguno.

Procesos industriales 4T12

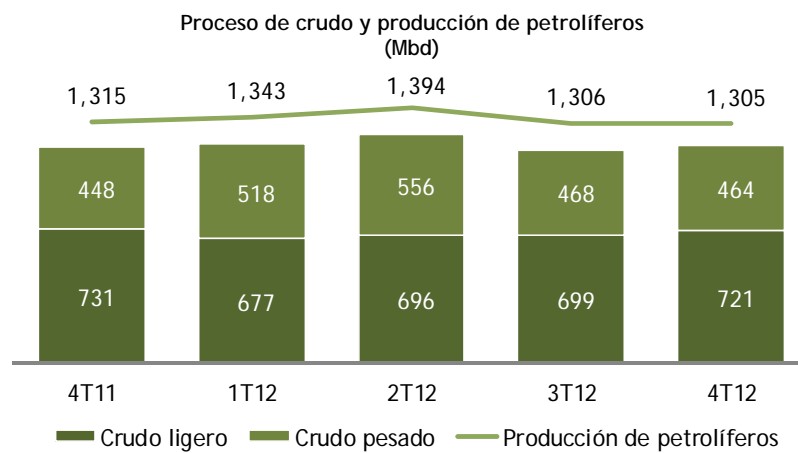
Proceso de crudo

Durante el cuarto trimestre de 2012, el proceso total de petróleo crudo aumentó 0.5% debido, principalmente, a:

- La entrada en operación y estabilización de las nuevas plantas de la refinería de Minatitlán.
- La programación de ciclos de mantenimiento.

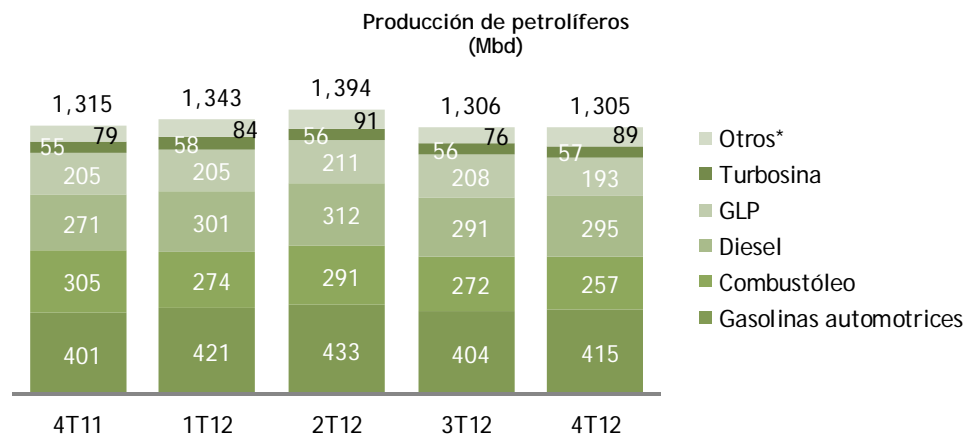
La proporción de crudo pesado en el proceso de crudo del Sistema Nacional de Refinación (SNR) aumentó 1.2 puntos porcentuales, lo que se explica por el incremento en el proceso de crudo Maya en la refinería de Minatitlán.

La capacidad utilizada de destilación primaria aumentó de 70.3% a 70.8% debido al efecto de la incorporación de la nueva capacidad de destilación de la refinería de Minatitlán.



Producción de petrolíferos

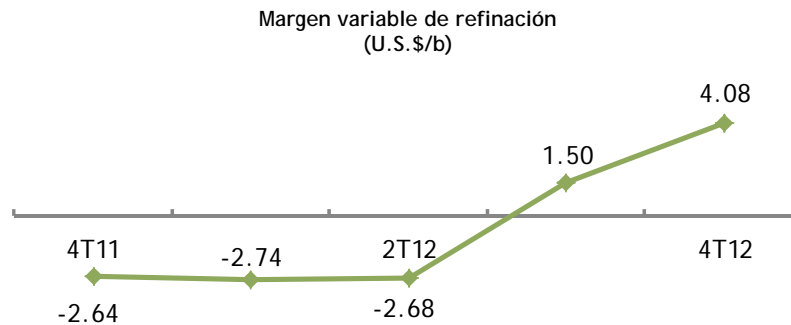
La producción total de petrolíferos disminuyó 0.74%, sin embargo se observó un incremento en la producción de petrolíferos ligeros como gasolinas, diésel y turbosina, en tanto que se redujo la producción de combustóleo en 48 Mbd. Esto se debió al inicio de operaciones y estabilización de procesos en la refinería de Minatitlán, lo que dio lugar a un incremento en la elaboración de productos de mayor valor agregado.



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

Margen variable de refinación

El margen variable de refinación aumentó U.S.\$6.72 por barril, a un margen positivo de U.S.\$4.08 por barril, en comparación con el cuarto trimestre de 2011. El desempeño operativo observó una mejoría derivada del aumento en la elaboración de productos de mayor valor agregado.

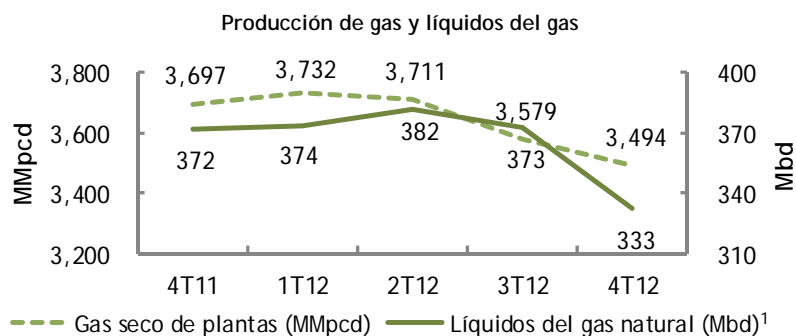
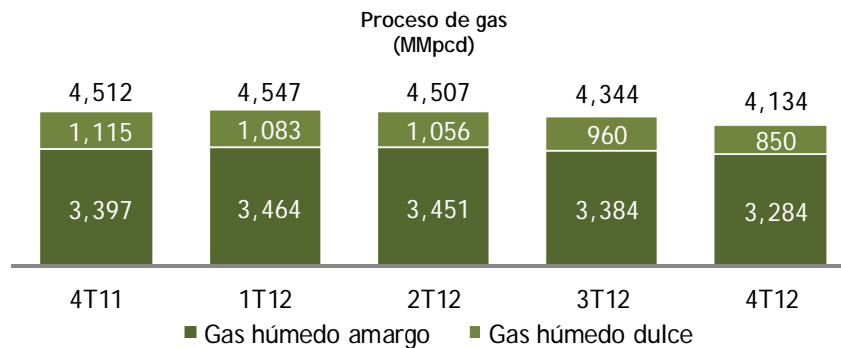


Proceso y producción de gas

El proceso de gas natural fue 8.4% menor respecto al mismo periodo de 2011, como resultado del incidente industrial ocurrido en la Central de Medición Km. 19, que hizo que el centro procesador de gas (CPG) Burgos estuviera fuera de operación del 18 de septiembre al 25 de octubre. Adicionalmente, entre el 29 de noviembre y el 8 de diciembre el CPG Nuevo Pemex estuvo fuera de operación como resultado de un accidente en la subestación eléctrica número 5.

Por su parte, el proceso de condensados fue 29.9% inferior al registrado en el cuarto trimestre de 2011, debido a una menor entrega de condensados dulces ocasionada por el incidente industrial en la Central de Medición Km. 19, así como a una menor entrega de condensados amargos en el sureste del país asociada a la reducción en la oferta de gas marino.

La producción de gas seco se redujo 204 MMpcd debido a la menor oferta de gas húmedo dulce en Burgos y de gas húmedo amargo en el sureste. Asimismo, la producción de líquidos del gas se redujo 10.6% o 39 Mbd.



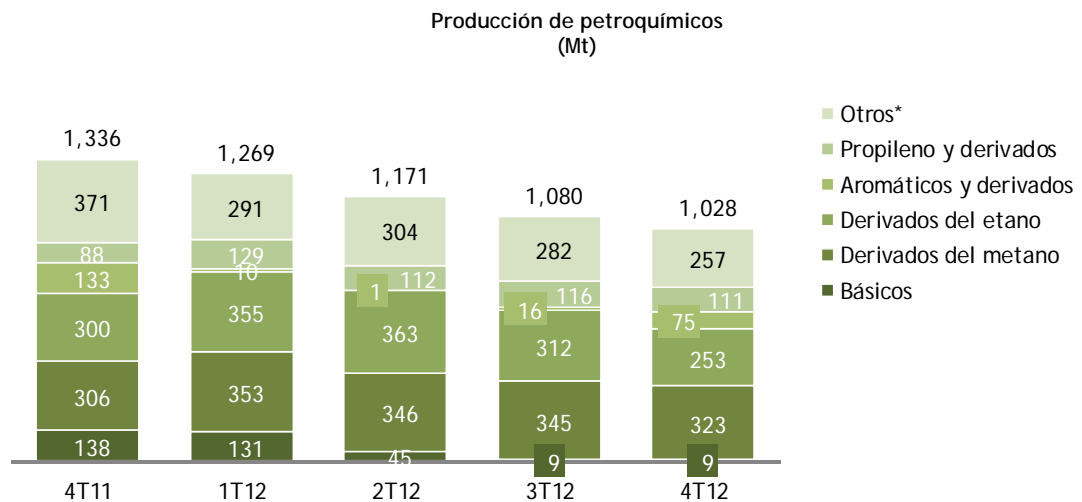
(1) Incluye el proceso de condensados.

Producción de petroquímicos

La elaboración de petroquímicos descendió 23%, o 308 Mt, respecto al mismo periodo del año anterior, lo que se debió a:

- Un descenso en la cadena de aromáticos debido a los trabajos de integración de la planta de reformado catalítico (CCR platforming) en el centro petroquímico La Cangrejera. No obstante, durante el trimestre se operó con reformado importado lo que permitió la producción de tolueno, hidrocarburo de alto octano, xileno y otros, y a finales del 2012, dado el rearranque de la planta, se obtuvo producción de estireno.
- Un descenso en la cadena de derivados del etano debido, principalmente, al retraso en el reinicio de operaciones de la planta de etileno en Pajaritos, así como a la salida de operación de la planta Swing de polietileno durante la segunda quincena del mes de diciembre debido a la reprogramación de un paro de operaciones originalmente considerado en enero 2013 para la limpieza de un cambiador de calor.
- Un descenso en la producción de otros petroquímicos ligado principalmente a la producción de aromáticos.

Lo anterior fue parcialmente compensado por un aumento en la cadena de derivados del metano, resultado de la operación continua de la planta de metanol, así como a la entrada en operación de una planta adicional de amoniaco lo que originó mayor disponibilidad de productos para la venta. Así mismo las cadenas de propileno y derivados, tuvieron un aumento, principalmente debido a la estabilización de operaciones en la planta de acrilonitrilo, así como a una mayor producción de propileno.



*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.

Procesos industriales 2012

Proceso de crudo	<p>En 2012, el proceso total de petróleo crudo fue de 1,199 Mbd, 2.8% superior al proceso registrado en 2011. Lo anterior fue resultado de la normalización de operaciones de la planta hidrodesulfuradora de gasóleos de la refinería en Cadereyta, a la estabilización de procesos en las nuevas plantas de la refinería de Minatitlán y a la programación de ciclos de mantenimiento en el Sistema Nacional de Refinación.</p> <p>La capacidad utilizada de destilación primaria registró un descenso de 2.3 puntos porcentuales, respecto al 2011, ubicándose en 71.6%. Esto se debió al efecto de la incorporación de la nueva capacidad de destilación de la refinería de Minatitlán.</p>
Producción de petrolíferos	<p>En 2012, la producción total de petrolíferos aumentó 1.6% en comparación con 2011, destacando la producción de gasolinas y diésel.</p> <p>El desempeño del Sistema Nacional de Refinación ha mostrado mejoras operativas derivadas de un mayor proceso de crudo pesado y una mayor elaboración de productos ligeros. El margen variable de refinación aumentó U.S.\$0.10 por barril para ubicarse en un margen positivo de U.S.\$0.01 por barril.</p>
Proceso de gas natural y producción de gas seco y líquidos del gas	<p>En 2012, el proceso de gas natural fue 3.2% menor respecto al 2011, como resultado de una menor disponibilidad de gas húmedo amargo en el sureste, y de gas húmedo dulce en Burgos, así como por la transferencia de gas húmedo dulce para bombeo neumático.</p> <p>Por su parte, el proceso de condensados disminuyó 11 Mbd debido a menor oferta de condensados amargos y dulces.</p> <p>La producción de gas seco disminuyó 1.7%, o 63 MMpcd, debido al descenso en el proceso de gas natural. En relación a lo anterior, la producción de líquidos del gas natural disminuyó en 6.2%.</p>
Producción de petroquímicos	<p>La elaboración total de petroquímicos disminuyó 18.6% respecto al 2011, ubicándose en 4,547 miles de toneladas (Mt). Esto se debió, principalmente a:</p> <ul style="list-style-type: none">• La suspensión temporal de la producción de la cadena de aromáticos, como consecuencia de los trabajos de integración de la planta de reformado catalítico (CCR platforming) en el centro petroquímico La Cangrejera. No obstante, a finales del año se obtuvo producción de estireno por el rearranque de la planta y, a partir del mes de septiembre, se operó con reformado importado lo que permitió la producción de tolueno, hidrocarburo de alto octano, xileno y otros.• Un descenso en el rubro de otros petroquímicos asociado, principalmente, a la menor producción de aromáticos. <p>Lo anterior fue parcialmente compensado por:</p> <ul style="list-style-type: none">• Un aumento en la producción de la cadena de derivados del metano, por mayor producción de amoníaco y metanol.• Un aumento en la producción de la cadena de derivados del etano por mayor volumen de ventas de etileno y de cloruro de vinilo.• Un aumento en la producción de la cadena de propileno y derivados, principalmente debido a una mayor producción de propileno.

Proyectos de organismos industriales

Inauguración de la planta de reformado catalítico (CCR Platforming) en el complejo de cangrejera.	<p>El 18 de marzo de 2012 se inauguró la planta de reformado catalítico (CCR Platforming) situada en el Complejo Petroquímico La Cangrejera en Coatzacoalcos, Veracruz.</p> <p>La planta de reformado catalítico CCR Platforming está dividida en tres secciones: la sección de reacción y la sección de regeneración continua del catalizador (cyclemax CCR regenerator section), que operarán en forma coordinada, y la unidad de producción U10. La planta tendrá como productos principales 21.254 barriles por día (bd) de reformado rico en contenido de aromáticos (benceno, tolueno, xilenos), y 71.777 Nm³/hr (Normal metro cúbico) de gas de red.</p>
Gasolinas Limpias	<p>El 29 de junio de 2012, la Refinería Ing. Antonio Dovalí Jaime en Salina Cruz, Oaxaca, recibió la primera de cuatro torres de proceso para el proyecto de gasolinas limpias con ultra bajo azufre.</p> <p>El "Proyecto de Calidad de Combustibles" derivado de la NOM-086, abarca todo el Sistema Nacional de Refinación. Actualmente el proyecto se encuentra en la fase de Procura y Construcción.</p> <p>La NOM-86 está enfocada a la reducción en el contenido de azufre en las gasolinas y el diesel, con lo cual estos combustibles están a la par de la calidad requerida en los países más desarrollados.</p>
Pemex y Mexicana de Lubricantes	<p>En agosto de 2012 el Consejo de Administración de Pemex Refinación se reunió para autorizar y efectuar las gestiones necesarias para el restablecimiento de la empresa Mexicana de Lubricantes.</p> <p>En noviembre de 2012 se celebró un convenio marco donde se establecieron los compromisos para que se confirmaran las resoluciones unánimes de los accionistas con derecho a voto. Entre éstas destacan las siguientes:</p> <ul style="list-style-type: none">• Se terminó la exclusividad de venta en las estaciones de servicio de la Franquicia Pemex, dando paso a la apertura del mercado de aceites y grasas lubricantes.• Pemex Refinación realizó el cobro de los dividendos decretados para los ejercicios 1998, 1999 y 2000, por un monto de 6 millones 392 mil pesos.• Se aprobaron los estados financieros auditados por los ejercicios 2001 a 2011.• Respetando la participación accionaria de cada uno de los socios, se determinó una reducción de capital y el correspondiente reembolso a los accionistas por 602 millones de pesos, lo que representó para Pemex Refinación la cantidad de 282 millones de pesos.• Se fortaleció la estructura del Consejo de Administración de Mexicana de Lubricantes, incorporando dos consejeros independientes que serán responsables de presidir el Comité de Remuneraciones y el Comité de Auditoría, ambos constituidos para fortalecer el gobierno corporativo de la empresa.• Se determinó que Pemex Refinación designará al subdirector de Administración y Finanzas de Mexicana de Lubricantes.• Se constituyó un comité especial que durante los siguientes seis meses será responsable de verificar el cumplimiento de las medidas de gobierno corporativo adoptadas por los socios. <p>Pemex Refinación inició la recepción de solicitudes de registro por parte de las empresas interesadas en comercializar sus productos en las estaciones de servicio de todo el país.</p>

**PEMEX
Petroquímica y
Mexichem**

El 16 de enero de 2013, el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos se reunió en sesión extraordinaria donde aprobó la participación de PEMEX Petroquímica en una sociedad de coinversión con la empresa Mexichem para la integración de la cadena productiva Sal - Cloro / Sosa - Etileno - MC; donde Mexichem aportará capital para la modernización de la infraestructura del complejo petroquímico Pajaritos en Coatzacoalcos, mientras que los terrenos y plantas, propiedad de PEMEX, serán arrendados para este propósito.

**Gasoducto
Los Ramones**

El 16 de enero de 2013, el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos autorizó las modificaciones para el proyecto del gasoducto Los Ramones, el cual se dividirá en dos fases. La Fase uno será desarrollada por la empresa TAG Pipelines, S. de R.L. de C.V. a través de Gasoductos de Chihuahua y sus filiales. Se estima una inversión de U.S.\$800 millones y se espera que entre en operación en diciembre de 2014. La fase dos se realizará a través de una licitación pública. El valor total del proyecto será alrededor de U.S.\$3,000 millones.

**Mejora de
desempeño
operativo
(MDO)**

Al cierre del 2012 se tienen identificadas 371 oportunidades técnicas en las 5 etapas del MDO, con una captura potencial de más de 1,800 millones de dólares anuales. Del total de oportunidades, 142 ya se encuentran en operación y se estima han acumulado un beneficio de más de 290 millones de dólares. Estas 142 oportunidades tienen un beneficio potencial anual de cerca de 900 millones de dólares. 193 oportunidades se encuentran en fase de implementación y monitoreo.

Franquicias

El número de estaciones de servicio registradas al 31 de diciembre de 2012 fue de 10,042, es decir 4% más que las registradas en el mismo periodo del año anterior.

Protección Ambiental

**Protección
Ambiental**

Las emisiones de óxidos de azufre se redujeron 14.9% respecto a 2011, debido a la inyección de gas amargo en Cantarell con los proyectos de compresión.

El reuso de agua con respecto al uso total se incrementó 13.0% respecto a 2011, debido a una mayor recuperación y tratamiento de aguas negras en el Sistema Nacional de Refinación

**Certificados de
Industria Limpia**

Dentro del Programa de Industria Limpia promovido por la Procuraduría Federal de Protección al Medio Ambiente (PROFEPA), se evaluaron diversas instalaciones de Petróleos Mexicanos. El programa consiste en evaluar a las entidades comprometidas con el ahorro de agua, energía eléctrica, control en la generación de residuos sólidos y disminución en la emisión de bióxido de carbono (CO2).

Al cierre de diciembre, 198 instalaciones de PEMEX recibieron acreditación y Certificados de Industria Limpia.

Calidad del gas

En 2012, Pemex continuó implementando medidas para cumplir con las normas oficiales de calidad, establecidas en la NOM-001-SECRE-2010, 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.

Acciones para combatir el mercado ilícito de combustibles

Apoyo del Gobierno

Durante el 2012, PEMEX contó con el continuo apoyo de las fuerzas armadas en cumplimiento a los convenios de colaboración vigentes con la Secretaría de la Defensa Nacional y Secretaría de Marina, para la vigilancia de las instalaciones y apoyo en los celajes de los ductos. Asimismo se mantiene la colaboración con entidades de gobierno, principalmente con Gobiernos de los Estados, Policía Federal, Procuraduría General de la República, Secretaría de Hacienda y Crédito Público, Servicio de Administración Tributaria y Secretaría de Energía, entre otras, para continuar con el apoyo de grupos de investigación.

Proyecto SCADA

En Mayo de 2012 Pemex inició la construcción del Centro de Control Alterno del Proyecto del Sistema Supervisorio de Control y Adquisición de Datos (SCADA) en la Terminal de Almacenamiento y Reparto de Azcapotzalco, en la Ciudad de México.

El Proyecto "Un Solo SCADA" tendrá la capacidad para monitorear y controlar las condiciones operativas de más de 32,000 Km de ductos, por los que se transportan diariamente 2,500 Mbd de petróleo crudo; 5,800 MMpcd de gas; 174 Mbd de gas LP y 1,136 Mbd de productos petrolíferos.

Sistema de Alertas Anónimas

En noviembre de 2012, Petróleos Mexicanos puso en servicio el **Sistema de Alertas Anónimas**, el cual permite atender de manera oportuna y eficaz las denuncias para la prevención, detección y corrección oportuna de posibles ilícitos y actos de corrupción.

El sistema es operado por una empresa externa e independiente a PEMEX para garantizar la independencia en la operación, la confidencialidad y seguridad del denunciante.

Para mayor información, visite <https://pemex.alertline.com/qcs/welcome?locale=es>

Resultados financieros

PEMEX										
Estado de resultados consolidado										
	Del 1 de oct. al 31 de dic. de				Del 1 de ene. al 31 de dic. de					
	2011	2012	Variación		2011	2012	Variación		2012	
	(Ps. MM)			(U.S.\$MM)	(Ps. MM)				(U.S.\$MM)	
Ventas totales	420,308	420,603	0.1%	295	32,329	1,558,454	1,646,912	5.7%	88,458	126,587
En México	202,332	235,463	16.4%	33,132	18,098	779,198	867,037	11.3%	87,839	66,643
De exportación	215,766	183,316	-15.0%	(32,449)	14,090	772,965	772,699	0.0%	(266)	59,392
Ingresos por servicios	2,211	1,823	-17.5%	(388)	140	6,291	7,176	14.1%	886	552
Costo de ventas	224,255	230,298	2.7%	6,043	17,701	778,776	832,491	6.9%	53,714	63,988
Rendimiento bruto	196,053	190,305	-2.9%	(5,748)	14,627	779,678	814,422	4.5%	34,744	62,599
Gastos generales	29,353	34,293	16.8%	4,939	2,636	107,486	118,101	9.9%	10,615	9,078
Gastos de distribución y transportación	6,798	8,335	22.6%	1,537	641	26,710	28,488	6.7%	1,779	2,190
Gastos de administración	22,555	25,958	15.1%	3,402	1,995	80,777	89,613	10.9%	8,836	6,888
Otros ingresos (gastos)	70,051	46,730	-33.3%	(23,321)	3,592	189,120	209,019	10.5%	19,899	16,066
IEPS devengado	55,523	49,746	-10.4%	(5,777)	3,824	178,869	214,102	19.7%	35,233	16,457
Otros	14,528	(3,016)	-120.8%	(17,544)	(232)	10,251	(5,084)	-149.6%	(15,334)	(391)
Rendimiento de operación	236,750	202,742	-14.4%	(34,008)	15,583	861,311	905,339	5.1%	44,028	69,587
Resultado integral de financiamiento	(31,752)	(19,048)	40.0%	12,704	(1,464)	(92,795)	(4,891)	94.7%	87,904	(376)
Participación en resultados de subsidiarias y asociadas que no consolidan	(1,856)	2,750	248.1%	4,606	211	(811)	4,798	691.7%	5,608	369
Rendimiento antes de impuestos y derechos	203,142	186,444	-8.2%	(16,698)	14,331	767,705	905,246	17.9%	137,541	69,580
Impuestos y derechos	242,620	213,982	-11.8%	(28,637)	16,447	874,647	902,646	3.2%	27,998	69,380
Rendimiento neto	(39,478)	(27,539)	30.2%	11,939	(2,117)	(106,942)	2,600	102.4%	109,543	200
Otros resultados Integrales	-	-	-	-	-	(6,212)	(376,843)	-5966.0%	(370,631)	(28,965)
Utilidad (pérdida) integral	(39,478)	(27,539)	30.2%	11,939	(2,117)	(113,155)	(374,242)	-230.7%	(261,088)	(28,766)

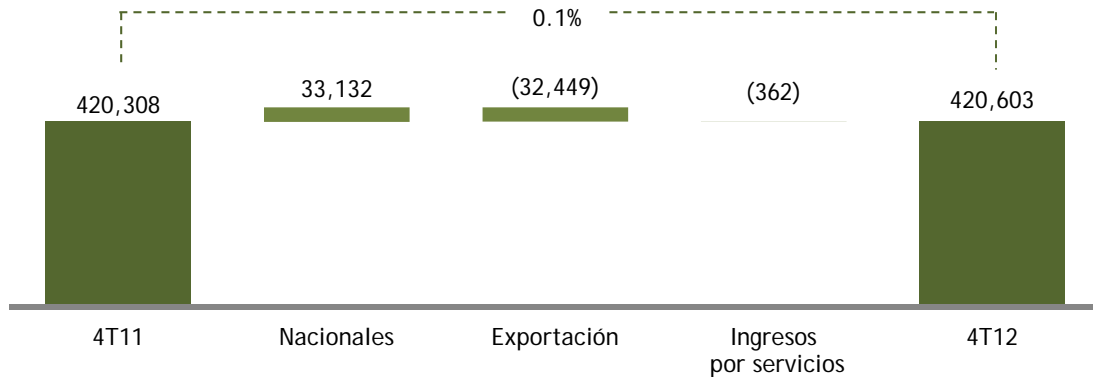
Ventas

Las ventas totales correspondientes al cuarto trimestre de 2012 se mantuvieron prácticamente estables en comparación con las registradas en el mismo trimestre del 2011; se registró un incremento de 0.1%. Lo anterior es principalmente resultado de:

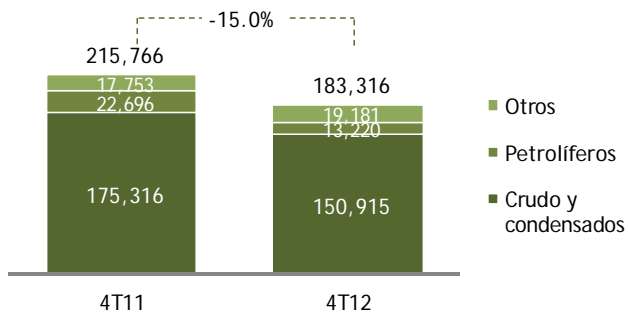
- Un incremento de 2.0% en el precio de la gasolina regular en la Costa Norteamericana del Golfo de México, de U.S.¢262.27 en el cuarto trimestre de 2011 a U.S.¢267.42.
- Se registraron mayores precios de productos para venta en México: gasolinas (Magna 11.7%, Premium 7.2%), diesel (11.3%) y diesel industrial (12.0%). Adicionalmente, los volúmenes de venta de los siguientes productos también se incrementaron: gasolina Premium (57.9%), diesel (2.4%), diesel industrial (29.1%), combustóleo (62.0%), turbosina (7.3%), .
- Una disminución de 7.6% en el precio de la mezcla mexicana de exportación, la cual pasó de U.S.\$104.3 por barril en el cuarto trimestre de 2011 a U.S.\$96.4 por barril en el mismo trimestre de 2012.

○

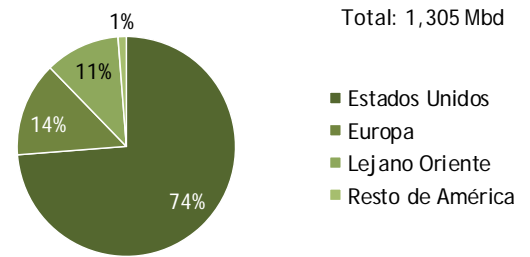
Evolución de las ventas
(Ps. MM)



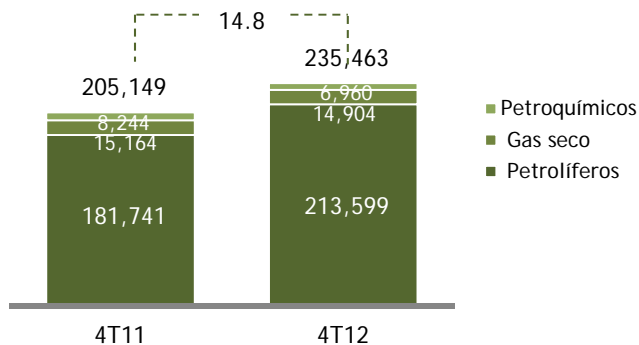
Exportaciones
(Ps. MM)



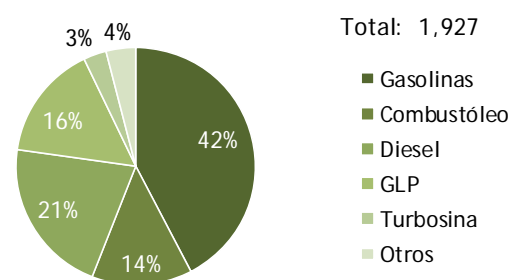
Exportaciones de crudo por destino geográfico
(Mbd)



Ventas en México
(Ps. MM)



Ventas de Petrolíferos en México
(Mbd)



Costos y gastos de operación

El costo de ventas correspondiente al cuarto trimestre de 2012 registró un incremento de 2.7%, principalmente a consecuencia de:

- Un aumento de 8.1% en el monto de compras de productos para reventa como resultado del incremento del precio de referencia de la gasolina regular en la Costa Norteamericana del Golfo de México, así como incrementos en el volumen de importación de gas y petrolíferos.
- Un incremento de 7.8% en depreciación.
- Un aumento de de Ps. 3.5 miles de millones en el costo neto de beneficios a empleados a consecuencia de la actualización de premisas actuariales en línea con el entorno económico y financiero vigente.

- Lo anterior fue parcialmente compensado por una disminución de 3.7% en amortizaciones y de 2.7% en gastos de conservación y mantenimiento.

En el mismo periodo, los gastos generales, integrados por gastos de distribución y de administración, registraron un incremento de Ps. 4.9 miles de millones, ubicándose en Ps. 34.3 miles de millones.

En este sentido, los gastos de distribución aumentaron 22.6%, principalmente como resultado de:

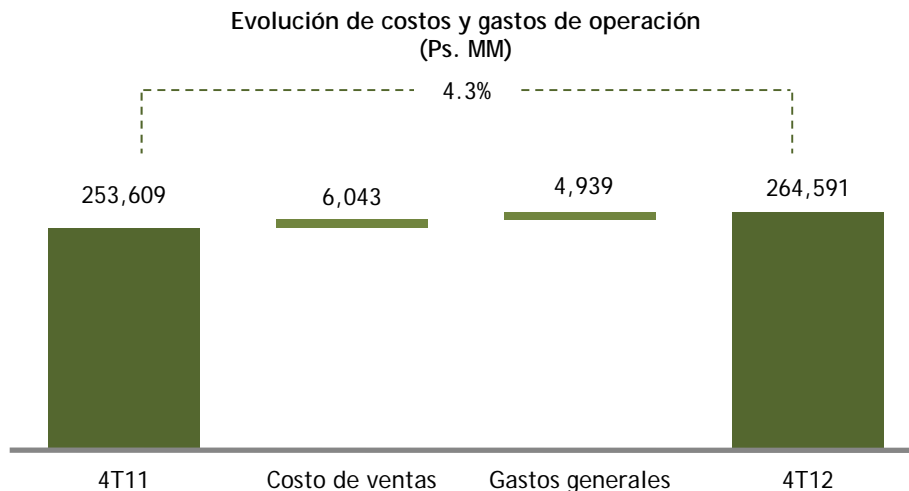
- Un aumento de Ps. 638 millones en el costo neto de beneficios a empleados a consecuencia de la actualización de premisas actuariales en línea con el entorno económico y financiero vigente.
- Un incremento de 18.9% en gastos de operación, principalmente a consecuencia de incrementos en servicios personales, fletes y arrendamientos varios; lo cual fue parcialmente compensado por disminuciones en materiales, honorarios pagados a terceros, servicios técnicos pagados al IMP, servicios auxiliares pagados a terceros, regalías y viáticos.

Asimismo, los gastos de administración registraron un incremento de 15.1%, principalmente a consecuencia de los siguientes factores:

- Un aumento de Ps. 2.3 miles de millones en el costo neto de beneficios a empleados a consecuencia de la actualización de premisas actuariales en línea con el entorno económico y financiero vigente.
- Un incremento de 23.7% en gastos de conservación y mantenimiento.
- Un aumento de 10.7% en gastos de operación como resultado de incrementos en servicios personales, honorarios pagados a terceros, servicios técnicos pagados al IMP, seguros y fianzas y gastos médicos pagados a terceros; lo anterior fue parcialmente compensado por menores gastos en materiales, arrendamientos varios, regalías y pago de servicios médicos a pensionados.

Otros Ingresos

Otros ingresos (neto) disminuyeron 33.3%, principalmente como resultado menores ingresos derivados de la tasa negativa del IEPS⁴. Adicionalmente, se refleja un efecto negativo a consecuencia de haber reincorporado activos durante el cuarto trimestre de 2011.

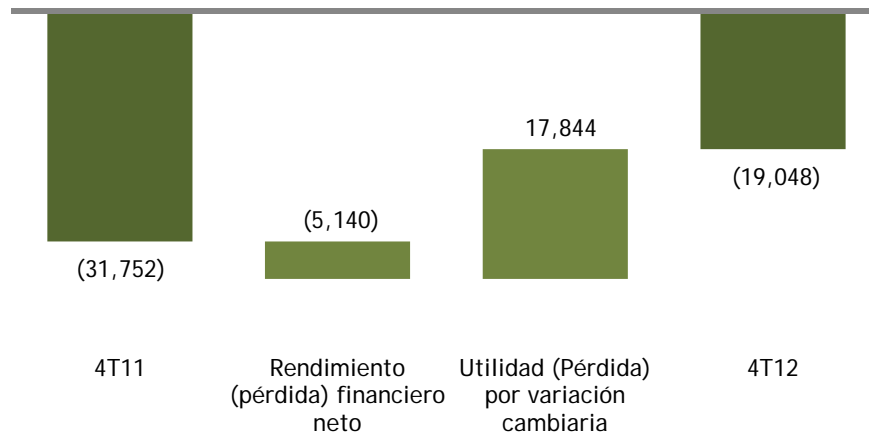


Resultado integral de financiamiento

Durante el cuarto trimestre de 2012, el resultado integral de financiamiento registró una variación positiva por Ps. 12.7 mil millones. Lo anterior como resultado de:

- Una disminución en intereses a cargo de PEMEX, parcialmente compensado con menores intereses a favor de la empresa.
- Menor pérdida por variación cambiaria, a consecuencia de una apreciación del peso frente al dólar estadounidense, de Ps. 13.9904 por dólar a Ps. 13.0101, en comparación con la depreciación registrada en el mismo trimestre del año anterior.

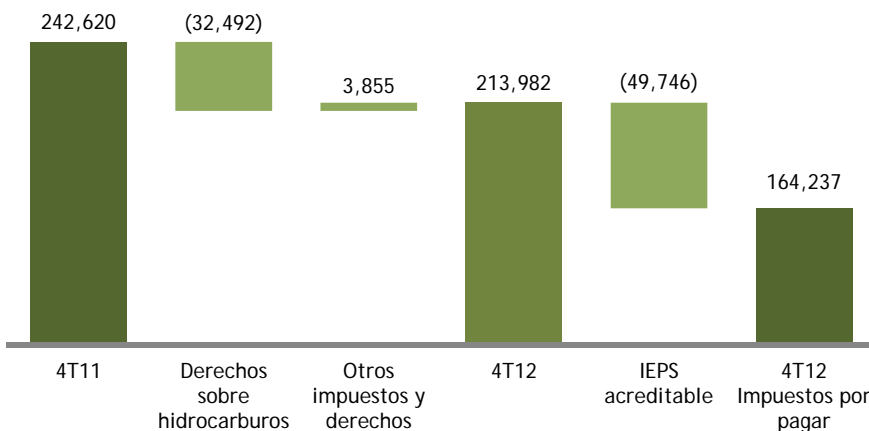
Evolución del resultado integral de financiamiento (Ps. MM)



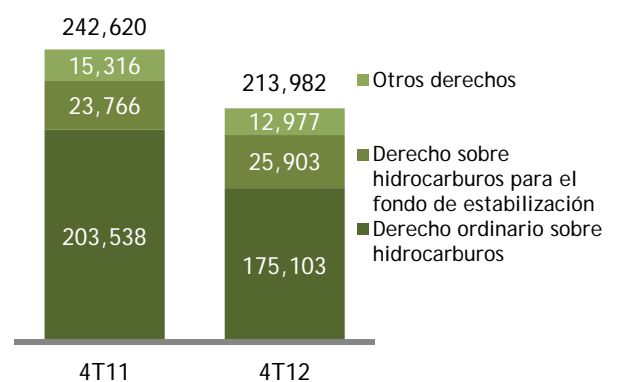
Impuestos y derechos

Durante el cuarto trimestre de 2012, se registró una disminución de 8.2% en impuestos y derechos; resultado principalmente de la disminución del precio de la mezcla mexicana de exportación, de U.S.\$104.33 por barril en el cuarto trimestre de 2011 a U.S.\$96.36 por barril en el mismo trimestre de 2012.

Evolución de los impuestos y derechos (Ps. MM)



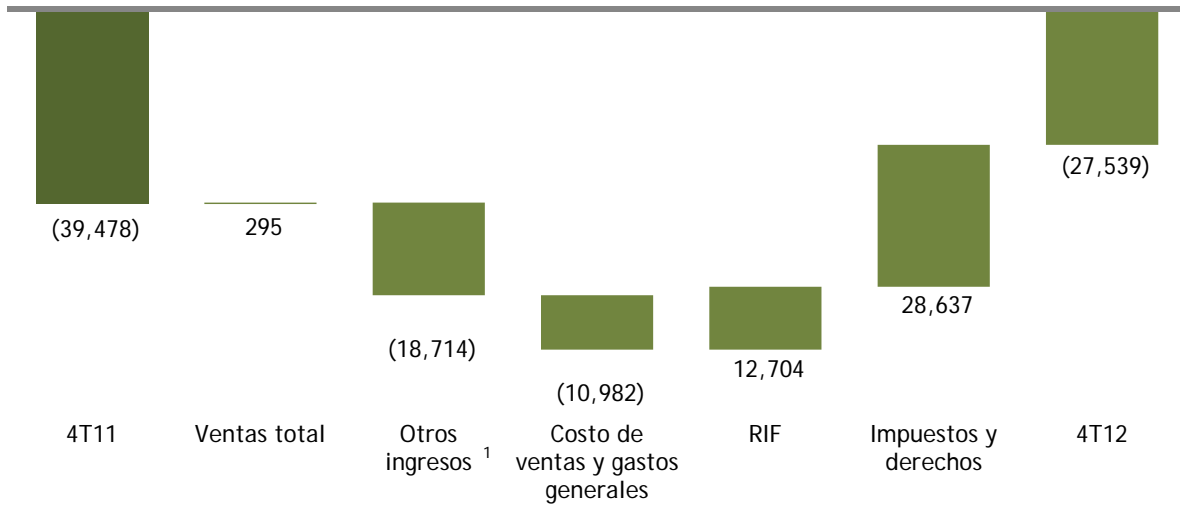
Impuestos y derechos (Ps. MM)



Rendimiento neto

En el último trimestre de 2012 se registró una pérdida neta por Ps.27.5 mil millones, principalmente como resultado de incrementos en costo de ventas y gastos generales, así como una disminución en otros ingresos; lo anterior fue parcialmente compensado por disminuciones en el resultado integral de financiamiento e impuestos y derechos.

Evolución de la pérdida neta 4T11 vs 4T12
(Ps. MM)



(1) Incluye la variación en la participación de subsidiarias y asociadas que no consolidan de Ps. 4,606.2 millones.

Estado de resultados del 1 de enero al 31 de diciembre de 2012

Ventas

En 2012, los ingresos por ventas alcanzaron un máximo histórico de Ps. 1,646.9 miles de millones, Ps. 88.5 miles de millones más que el alcanzado en 2011 (Ps. 1,558.4 miles de millones), soportados por la estabilidad de la plataforma de producción y de los precios internacionales de hidrocarburos, así como por incrementos en el volumen y precio de productos de venta en México.

El incremento de 5.7% en ventas totales fue principalmente resultado de:

- Un aumento de 3.1% en el precio de la gasolina regular en la Costa Norteamericana del Golfo de México, de U.S.¢276.39 a U.S.¢285.09 por galón.
- Asimismo, se registraron mayores precios de productos de venta en México tales como: gasolinas (Magna 11.6%, Premium, 6.2%), diesel (11.2%), diesel industrial (11.7%), combustóleo (16.5%), turbosina (8.7%) y asfaltos (16.6%). Adicionalmente los volúmenes de venta de los siguientes productos también registraron incrementos: gasolina Premium (45.4%), diesel (2.9%), diésel industrial (23.9%), combustóleo (12.0%) y turbosina (5.9%); lo anterior fue parcialmente compensado por disminuciones en los volúmenes de venta de gasolina magna (2.9%) y asfaltos (9.1%).
- Es de destacar que el precio de la mezcla mexicana de crudo de exportación registró un incremento marginal de 0.76%, ubicándose en U.S.\$101.86 por barril durante 2012.

Costos y gastos de operación

El costo de ventas registró un incremento de 6.9%, lo anterior fue principalmente resultado de:

- Un aumento de 5.2% en compra de productos para reventa como resultado del incremento en precios de hidrocarburos y sus derivados.
- Un incremento de 8.9% en depreciación, así como de 12.4% en amortizaciones.
- Un aumento de 18.6% en el costo neto del periodo de beneficios a empleados, consecuencia de la actualización de premisas actuariales en línea con el entorno económico y financiero vigente.
- Un aumento de 11.8% en gastos de operación, principalmente como resultado de incrementos en servicios personales, servicios técnicos pagados al IMP, servicios auxiliares pagados a terceros, arrendamientos varios e indemnizaciones a terceros; esto fue parcialmente compensado por disminuciones en honorarios pagados de terceros, regalías, seguros y fianzas, así como gastos médicos pagados a terceros.
- Además se registró un incremento de 25.5% en conservación y mantenimiento, parcialmente compensado por una disminución de 12.7% en gastos de exploración como consecuencia de menor obtención de información sísmica.

En el mismo periodo, los gastos generales, que están integrados por gastos de distribución y gastos de administración, aumentaron 9.9%.

En este sentido, los gastos de distribución se incrementaron 6.7% como resultado de:

- Un aumento de 9.4% en depreciación.
- Un incremento de 14.6% en el costo neto del periodo de beneficios a empleados consecuencia de la actualización de premisas actuariales en línea con el entorno económico y financiero vigente.
- Un aumento de 3.9% en gastos de operación como resultado de incrementos en servicios personales, fletes y arrendamientos varios, lo cual fue parcialmente compensado por disminuciones en materiales, regalías, seguros y fianzas, honorarios pagados a terceros y servicios técnicos pagados al IMP.

Asimismo, los gastos de administración aumentaron 10.9%, principalmente como resultado de:

- Un incremento de 12.3% en el costo neto del periodo de beneficios a empleados consecuencia de la actualización de premisas actuariales en línea con el entorno económico y financiero vigente.
- Un incrementode 383.6 millones en gastos de conservación y mantenimiento.
- Un aumento de 8.4% en gastos de operación, como consecuencia de incrementos en servicio personales, materiales, seguros y fianzas, fletes y gastos médicos pagados a terceros; lo anterior fue parcialmente compensado por una disminución en arrendamientos varios e indemnizaciones pagadas a terceros.

Otros ingresos

Durante 2012 se registró un incremento de 10.5% en otros ingresos (gastos) neto, principalmente como resultado de un incremento de 19.7% en ingresos derivados de la tasa negativa del IEPS.

Resultado integral de financiamiento

El resultado integral de financiamiento registró una variación positiva de Ps. 87.9 miles de millones, registrando un costo de Ps. 4.9 miles de millones durante el 2012; lo anterior fue principalmente consecuencia de:

- Una utilidad en cambios por Ps. 44.8 miles de millones como resultado de una apreciación de 7.0% del peso respecto al dólar americano, que al cierre de 2012 se ubicó en Ps. 13.0101 en comparación a Ps. 13.9904 al cierre de 2011.
- Mayores intereses a cargo de PEMEX, así como menores intereses a su favor; resultando en intereses netos a cargo por Ps. 49.7 miles de millones.

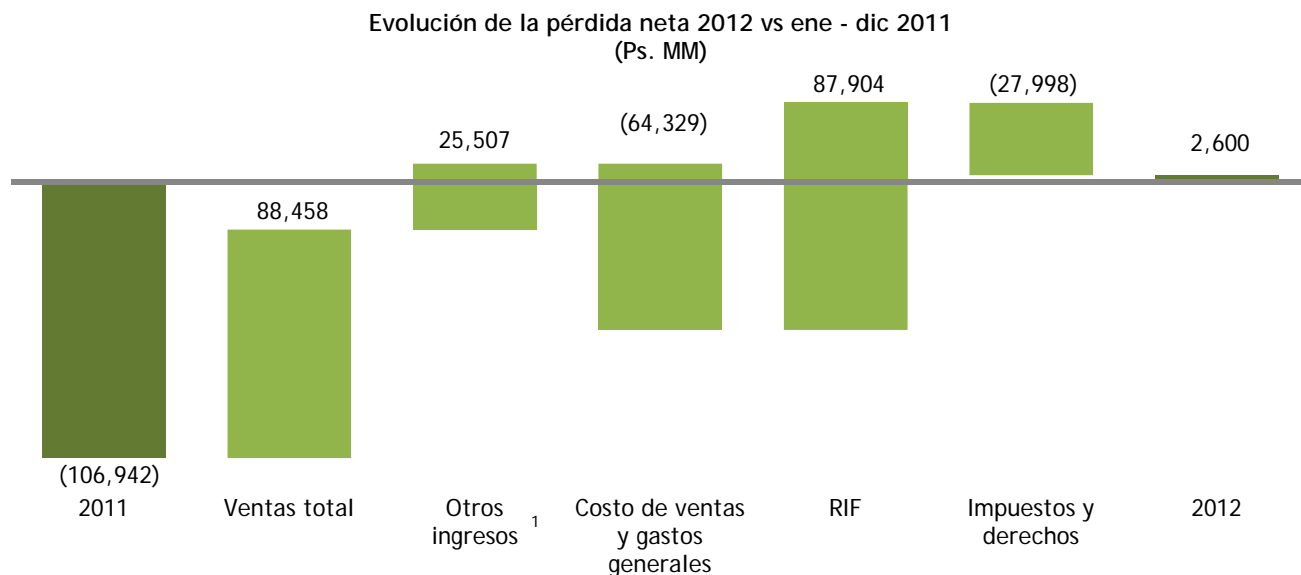
Impuestos y derechos

Durante 2012, los impuestos y derechos registraron un nuevo nivel máximo histórico de Ps. 902.7 miles de millones, superando por Ps. 28.0 miles de millones las contribuciones de 2011. Dicho monto representó el 54.8% de las ventas y el 99.9% de la utilidad de operación. Este aumento se debe principalmente al incremento marginal de 0.76% en el precio de la mezcla mexicana de crudo de exportación.

Rendimiento neto

Durante el ejercicio contable 2012 se registró una utilidad neta de Ps. 2.6 miles de millones (U.S.\$200 millones) como resultado de:

- mayores ingresos por ventas en el país,
- un incremento en otros ingresos neto y
- una variación positiva en el resultado integral de financiamiento.



(1) Incluye la participación de subsidiarias y asociadas que no consolidan de Ps. 5,608 millones.

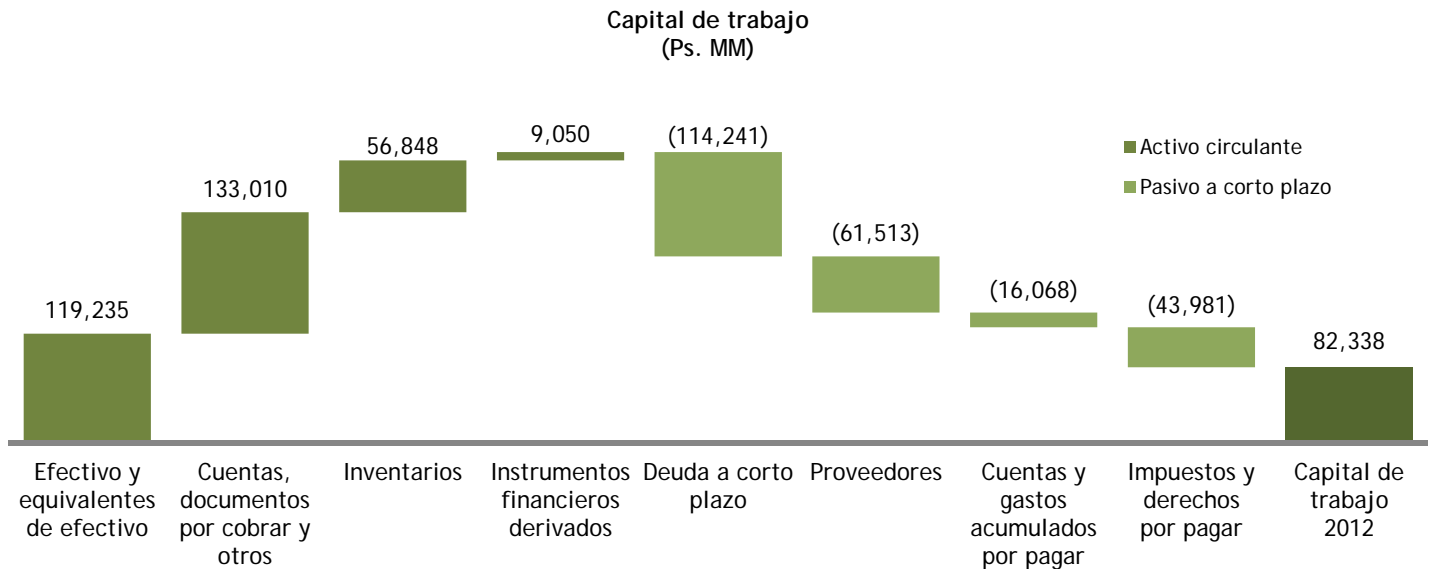
Estado de la situación financiera al 31 de diciembre de 2012

PEMEX					
Balance General Consolidado					
	Al 31 de diciembre de	Al 31 de diciembre de			
	<u>2011</u>	<u>2012</u>		<u>Variación</u>	<u>2012</u>
	(Ps. MM)	(Ps. MM)			(U.S. \$MM)
Total activo	1,981,374	2,024,183	2.2%	42,809	155,585
Activo circulante	330,520	318,142	-3.7%	(12,378)	24,453
Efectivo y equivalentes de efectivo	114,977	119,235	3.7%	4,258	9,165
Cuentas, documentos por cobrar y otros	155,607	133,010	-14.5%	(22,598)	10,224
Inventarios	45,018	56,848	26.3%	11,829	4,369
de productos	40,778	51,951	27.4%	11,173	3,993
de materiales	4,240	4,896	15.5%	656	376
Instrumentos financieros derivados	14,918	9,050	-39.3%	(5,868)	696
Inversión disponible para su venta	24,656	15,771	-36.0%	(8,885)	1,212
Inversión en acciones y valores	15,670	17,252	10.1%	1,582	1,326
Propiedades, mobiliario y equipo	1,592,425	1,658,734	4.2%	66,309	127,496
Otros activos	18,104	14,284	-21.1%	(3,820)	1,098
Total pasivo	1,878,197	2,295,249	22.2%	417,052	176,421
Pasivo de corto plazo	253,445	235,804	-7.0%	(17,642)	18,125
Deuda a corto plazo	110,497	114,241	3.4%	3,744	8,781
Proveedores	53,313	61,513	15.4%	8,200	4,728
Cuentas y gastos acumulados por pagar	23,864	16,068	-32.7%	(7,796)	1,235
Impuestos y derechos por pagar	65,770	43,981	-33.1%	(21,790)	3,381
Pasivo a largo plazo	1,624,752	2,059,445	26.8%	434,693	158,296
Deuda a largo plazo	672,657	672,618	0.0%	(40)	51,700
Reserva para créditos diversos y otros	61,534	70,149	14.0%	8,615	5,392
Reserva para beneficios a los empleados	862,079	1,288,541	49.5%	426,462	99,042
Impuestos diferidos	28,482	28,138	-1.2%	(344)	2,163
Total patrimonio	103,177	(271,066)	-362.7%	(374,243)	(20,835)
Total pasivo y patrimonio	1,981,374	2,024,183	2.2%	42,809	155,585

Capital de trabajo

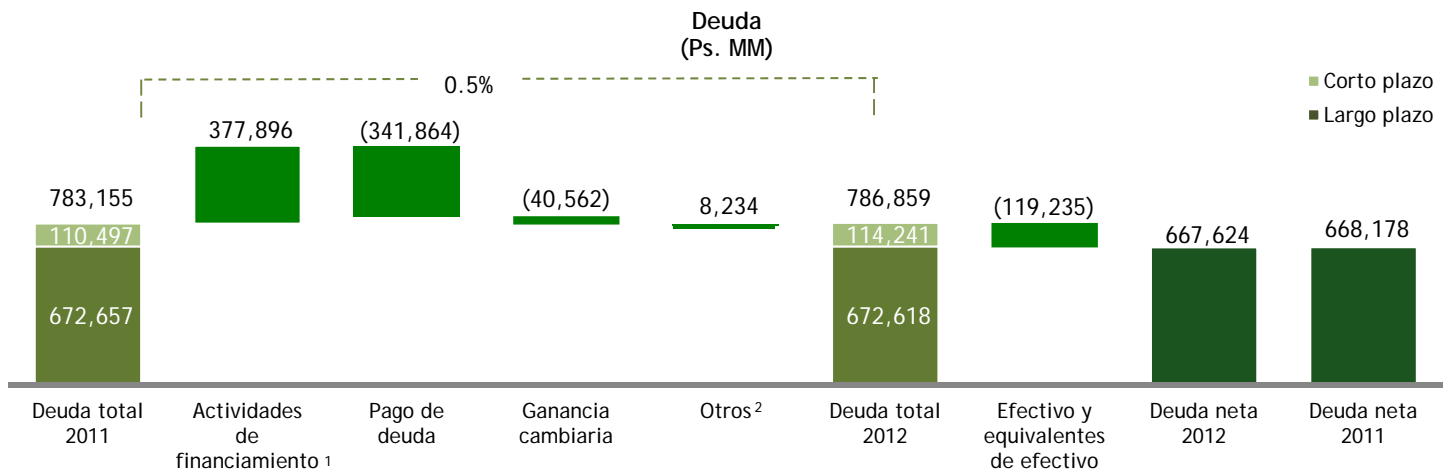
Al 31 de diciembre de 2012, el capital de trabajo se ubicó en Ps. 98.1 miles de millones como resultado de:

- Una disminución en el activo circulante por Ps. 12.4 miles de millones, equivalente a 3.7%.
- Una reducción en el pasivo de corto plazo de Ps. 17.6 miles de millones, equivalente a 7.0%, derivado principalmente de menores cuentas y gastos acumulados por pagar, así como una disminución impuestos y derechos por pagar.



Deuda

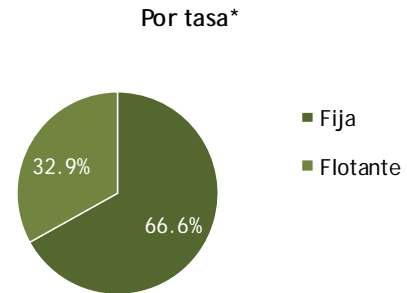
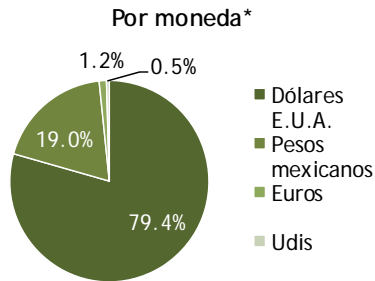
La deuda total registró un incremento de 0.5%, como resultado de actividades de financiamiento equivalentes al pago de deuda y la ganancia cambiaria.



1) Excluye Contratos de Obra Pública Financiada.

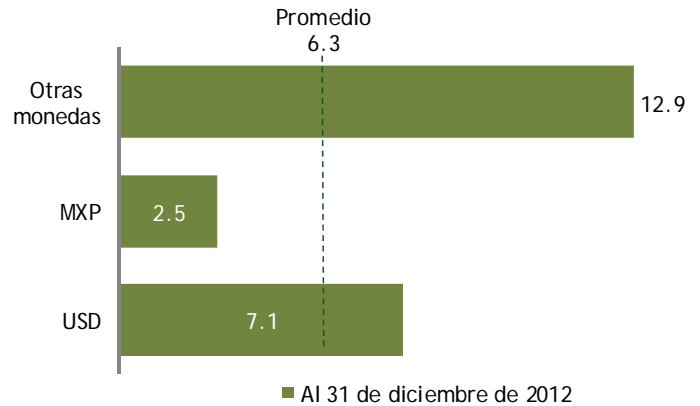
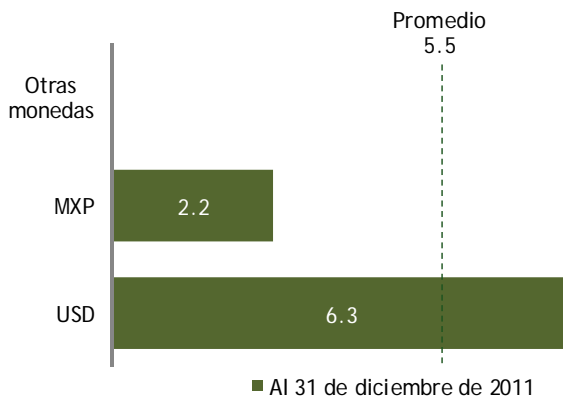
2) Incluye intereses devengados, comisiones y gastos por emisión de deuda, pérdidas sobre par, Contratos de Obra Pública Financiada y costo amortizado.

Deuda al 31 de diciembre de 2012
(Ps. MM)



*Incluye instrumentos financieros derivados.

Vida promedio (años)



*Incluye instrumentos financieros derivados.

Actividades de inversión

Ejercicio 2012

Durante 2012 se ejercieron Ps. 310.4 mil millones (U.S. \$23.9 mil millones), lo que representa 103.0% de la inversión programada de Ps. 301.3 mil millones para el año. La distribución fue la siguiente:

- Ps. 274.7 mil millones a Exploración y Producción³, de los cuales Ps. 33.2 mil millones se destinaron a exploración;
- Ps. 28.9 mil millones a Refinación;
- Ps. 4.5 mil millones a Gas y Petroquímica Básica;
- Ps. 1.3 mil millones a Petroquímica; y
- Ps. 0.9 mil millones a Corporativo.

Presupuesto 2013

En 2013 la inversión estimada es de Ps. 326.3 mil millones (U.S. \$25.3 mil millones⁴) a distribuirse de la siguiente forma :

- Ps. 256.4 mil millones a Exploración y Producción⁴, de los cuales Ps. 33.9 mil millones se destinarán a exploración;
- Ps. 56.2 mil millones a Refinación;

³ Incluye inversión no capitalizable en mantenimiento.

⁴ Para fines de referencia, las conversiones cambiarias de pesos a dólares de los E.U.A. se han realizado al tipo de cambio del Presupuesto de Egresos de la Federación 2013 de Ps. 12.90 = U.S.\$ 1.00.

- Ps. 6.6 mil millones a Gas y Petroquímica Básica;
- Ps. 5.7 mil millones a Petroquímica; y
- Ps. 1.5 mil millones a Corporativo.

Actividades de financiamiento 2012

Mercados de capitales

- El 24 de enero de 2012 Petróleos Mexicanos emitió un bono por U.S. \$2.1 mil millones con vencimiento en enero de 2022 y cupón semestral de 4.875%; U.S. \$100 millones fueron colocados en el mercado asiático.
- El 10 de abril de 2012 Petróleos Mexicanos llevó a cabo una emisión de bonos por un monto de 300 millones de francos suizos, a un plazo de 7 años con vencimiento en 2019. El bono paga un cupón anual de 2.50%.
- El 26 de abril Petróleos Mexicanos llevó a cabo una emisión de bonos por un monto de 150 millones de dólares australianos, a un plazo de 5 años con vencimiento en 2017. El bono paga un cupón anual de 6.125%.
- El 26 de junio Petróleos Mexicanos llevó a cabo la emisión de bonos por un monto total de U.S \$1.75 mil millones, con vencimiento en junio de 2044 y pagará cupón de 5.50%.
- El 19 de octubre Petróleos Mexicanos llevó a cabo una reapertura por U.S. \$1.0 mil millones del bono emitido en junio de 2012 con vencimiento en junio de 2044 y cupón de 5.50%.
- El 29 de noviembre de 2012, Petróleos Mexicanos realizó una emisión de Certificados Bursátiles por un monto de Ps. 25 mil millones en tres tramos:
- El primer tramo por Ps. 11.5 mil millones a tasa variable con vencimiento en 2017 y tasa TIIE 28 más 18 puntos base;
- El segundo tramo por 721.6 millones de Unidades de Inversión (UDIs), equivalentes aproximadamente a Ps. 3.5 mil millones, con vencimiento en 2028 y una tasa fija de 3.02%;
- Un tercer tramo por Ps. 10.0 mil millones, siendo la reapertura del bono con vencimiento en 2021. El bono paga un cupón de 7.65%
- El 30 de enero de 2013 Petróleos Mexicanos emitió un bono por U.S. \$2.1 mil millones a un plazo de 10 años con vencimiento en 2023 y tasa de 3.50%. 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.

ECAs

- El 6 de julio, Petróleos Mexicanos llevó a cabo la emisión de dos bonos garantizados por el Export-Import Bank de los Estados Unidos de América (Ex-Im Bank) por un monto de U.S.\$400 millones cada uno, con una vida media de 5.71 años, los cuales pagarán un cupón semestral de 2.0% y 1.95% respectivamente, más una prima correspondiente al seguro del Ex-Im Bank. Los bonos vencerán el 20 de diciembre de 2022.
- El 18 de julio, Petróleos Mexicanos obtuvo un crédito bilateral con el Export Development de Canada (EDC) por un monto de U.S.\$300 millones, con vencimiento en julio de 2017, el cual pagará una tasa de interés de 1.50% anual.
- El 26 de julio, Petróleos Mexicanos llevó a cabo la emisión de un tercer bono con la garantía del Ex-Im Bank por un por un monto de U.S.\$400 millones con una vida media de 5.65 años, el cual pagará un cupón semestral de 1.70% más una prima correspondiente al seguro del Ex-Im Bank. Al igual que los bonos anteriores, este bono vencerá el 20 de diciembre de 2022.

Créditos bancarios

- El 21 de diciembre de 2012, Petróleos Mexicanos contrató una línea de crédito directa por un monto de Ps. 2.0 mil millones a un plazo de 10 años con vencimiento en 2022. El crédito pagará una tasa fija de 6.55%

COPF

- Durante 2012, Petróleos Mexicanos obtuvo U.S. \$ 560.2 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 30 de octubre Petróleos Mexicanos contrató una línea de crédito sindicada revolvente por U.S. \$1.25 mil millones a un plazo de 5 años y con tasa variable de LIBOR más 115 puntos base.
- Al 31 de diciembre, Petróleos Mexicanos cuenta con líneas de crédito revolventes por U.S.\$1.25 mil millones y Ps.10.0 mil millones.

Las líneas de crédito para manejo de liquidez están disponibles en su totalidad

Estado consolidado de Flujo de Efectivo al 31 de diciembre de 2012

PEMEX					
Estados consolidados de flujo de efectivo					
	Al 31 de diciembre de				
	2011	2012	Variación	2012	
	(Ps. MM)			(U.S.\$MM)	
Actividades de operación					
Utilidad antes de impuestos a la utilidad	767,705	905,246	17.9%	137,541	69,580
Partidas relacionadas con actividades de inversión	146,985	157,125	6.9%	10,140	12,077
Depreciación y amortización	127,380	140,538	10.3%	13,157	10,802
Deterioro de propiedades, maquinaria y equipo	(6,856)	-	100.0%	6,856	-
Efectos de compañías asociadas subsidiarias no consolidadas	811	(4,798)	-691.7%	(5,608)	(369)
Pozos no exitosos	12,021	13,842	15.1%	1,821	1,064
Dividendos cobrados	(600)	(686)	-14.3%	(86)	(53)
(Utilidad) pérdida en cambios no realizada provisión de pozos	6,598	3,553	-46.2%	(3,045)	273
Bajas de propiedades maquinaria y equipo	4,685	734	-84.3%	(3,952)	56
Provisiones	2,945	3,942	33.9%	997	303
Partidas relacionadas con actividades de financiamiento	105,010	6,737	-93.6%	(98,273)	518
(Utilidad) pérdida en cambios no realizada	69,417	(40,562)	-158.4%	(109,979)	(3,118)
Intereses a cargo (favor)	34,831	45,739	31.3%	10,908	3,516
Amortización de primas, descuentos y gastos de emisión de deuda	762	1,560	104.7%	798	120
Subtotal	1,019,701	1,069,109	4.8%	49,408	82,175
Flujos netos de efectivo de actividades de operación:	(850,429)	(855,778)	-0.6%	(5,349)	(65,778)
Instrumentos financieros	3,380	1,919	-43.2%	(1,461)	148
Cuentas por cobrar a clientes	(34,720)	22,598	165.1%	57,318	1,737
Inventarios	(5,750)	(11,829)	-105.7%	(6,079)	(909)
Otros activos	(9,669)	(7,679)	20.6%	1,991	(590)
Cuentas y gastos acumulados por pagar	1,440	(3,848)	-367.2%	(5,288)	(296)
Impuestos pagados	(861,443)	(924,435)	-7.3%	(62,992)	(71,055)
Proveedores	9,839	8,200	-16.7%	(1,638)	630
Reserva para créditos diversos y otros	(3,552)	(1,428)	59.8%	2,124	(110)
Aportaciones y pagos por beneficios a empleados	50,953	61,583	20.9%	10,630	4,733
Impuestos diferidos	(906)	(860)	5.1%	46	(66)
Flujos netos de efectivo de actividades de operación	169,272	213,330	26.0%	44,059	16,397
Actividades de inversión					
Inversión de acciones con carácter permanente	(20,784)	-	-	20,784	-
Gastos de exploración	(4,135)	(1,828)	55.8%	2,307	(141)
Adquisiciones de propiedades, mobiliario y equipo	(167,014)	(197,509)	-18.3%	(30,495)	(15,181)
Flujos netos de efectivo de actividades de inversión	(191,933)	(199,337)	-3.9%	(7,404)	(15,322)
Insuficiencia de efectivo para aplicar en actividades de financiamiento	(22,661)	13,993	161.8%	36,654	1,076
Actividades de financiamiento					
Prestamos obtenidos a través de instituciones financieras	189,693	377,896	99.2%	188,203	29,046
Intereses pagados	(33,381)	(46,589)	-39.6%	(13,208)	(3,581)
Pagos de principal a préstamos	(152,119)	(341,864)	-124.7%	(189,745)	(26,277)
Flujos netos de efectivo de actividades de financiamiento	4,193	(10,557)	-351.8%	(14,750)	(811)
Incremento (decremento) neto efectivo y equivalentes	(18,468)	3,436	118.6%	21,904	264
Efectivo y equivalentes al inicio del ejercicio	131,196	114,977	-12.4%	(16,220)	8,837
Efecto por cambios en el valor del efectivo	2,248	822	-63.4%	(1,426)	63
Efectivo y equivalentes al final del ejercicio	114,977	119,235	3.7%	4,258	9,165

Otros eventos relevantes

Adopción de Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF)

La Comisión Nacional Bancaria y de Valores (CNBV) emitió en enero de 2009 una regulación que obliga a las emisoras no financieras a preparar sus estados financieros conforme a las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) a partir del 2012. Por esta razón, PEMEX presenta su información financiera al primer trimestre de 2012 de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera.

Las NIIF son elaboradas por el Consejo de Normas Internacionales de Información Financiera (*IASB* por sus siglas en inglés), el cual, es un consejo independiente e integrado por expertos de diversas profesiones y nacionalidades. Estas normas son elaboradas con el objetivo de contar con un conjunto único de normas de información financiera legalmente exigible y globalmente aceptadas, comprensibles y de alta calidad; estas características garantizan la comparabilidad de la información financiera e incrementan el nivel de transparencia de las entidades que las aplican.

Para el ejercicio contable 2012, más de 120 países han establecido a las NIIF como obligatorias para emisores ó han permitido su uso, entre ellos destacan los países del G20 que ya han adoptado a las NIIF, entre los que se encuentran: Argentina, Australia, Brasil, Canadá, Francia, Alemania, República de Corea, Rusia, Arabia Saudita, Turquía, Reino Unido, así como todas las naciones integrantes de la Unión Europea.

La información respecto a la aplicación específica de las NIIF en PEMEX se encuentra disponible en el reporte del primer trimestre de 2012 enviado a la BMV el día 2 de mayo de 2012:

<http://www.ri.pemex.com/files/content/Reporte%20BMV%201T12.pdf>

Nuevos Nombramientos

El 1 de diciembre de 2012, el Presidente de México, Lic. Enrique Peña Nieto, dio a conocer su equipo de trabajo para el periodo sexenal 2012 - 2018, nombrando al Lic. Pedro Joaquín Coldwell como Secretario de Energía y al Lic. Emilio Lozoya Austin como Director General de Petróleos Mexicanos.

El 16 de enero, el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos aprobó los nombramientos de tres nuevos Directores Corporativos.

- Lic. Mario Alberto Beauregard Alvarez - Director Corporativo de Finanzas.
- Lic. Víctor Díaz Solís - Director Corporativo de Administración
- Ing. José Luis Luna Cárdenas - Director Corporativo de Tecnologías de la Información

Premios Latin Finance

Petróleos Mexicanos recibió tres reconocimientos por parte de LatinFinance por haber realizado las mejores operaciones de financiamiento en los mercados de capitales durante el 2012. Los reconocimientos son por:

- "Mejor Emisor Corporativo del año"
- "Mejor Financiamiento en Moneda Local" derivada de la emisión de certificados bursátiles realizada el 26 de noviembre, en la cual se incluyó un instrumento denominado Global Depositary Note (GDN) para facilitar su adquisición en los mercados internacionales;
- "Mejor Operación de Financiamiento al Comercio Exterior" por la emisión de tres bonos garantizados por el Export Import Bank de Estados Unidos. Estas operaciones se realizaron el 6, 18 y 26 de julio de 2012.

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 se aprobó por el Senado de la República el 12 de Abril de 2012.

La figura para hacerlo es la **Unificación de Yacimientos**. Esto significa que cualquier yacimiento que se identifique como transfronterizo dentro del límite de las 3 millas marinas a partir de la frontera, se explotará entre los dos países y luego se repartirá el porcentaje de recursos que corresponden a cada cual, de acuerdo a un convenio previo. Esto permitirá a ambos países explotar los recursos que les corresponden de manera eficiente, maximizando la recuperación de hidrocarburos de los yacimientos compartidos.

Revisión Salarial 2012

El 31 de julio, PEMEX y el Sindicato de Trabajadores Petroleros de la República Mexicana (STPRM) concluyeron la revisión salarial 2012, la cual entró en vigor a partir del 1 de agosto.

Renovación de Flota

PEMEX tiene previsto continuar con el proceso de renovación y modernización de su flota mayor y flota menor. Este proceso abarca 132 embarcaciones: 81 de Pemex-Exploración y Producción, 49 de Pemex-Refinación y 2 de Pemex-Petroquímica. La flota incluye embarcaciones tales como abastecedoras, remolcadoras, barcasas, embarcaciones especializadas, buque-tanques de bajo calado y autoelevables. La renovación de la flota se realizará en diferentes etapas que irán desde 2013 hasta el 2018.

En este sentido, el 1 de junio de 2012 la Secretaría de Marina, y la Dirección General de Petróleos Mexicanos, firmaron un protocolo de intención para la construcción y renovación de la flota menor de la petrolera. El acuerdo forma parte de la estrategia de PEMEX para impulsar el desarrollo de astilleros mexicanos a fin de fortalecer a la industria naval nacional.

En enero de 2013, Petróleos Mexicanos recibió dos buques-tanque ecológicos, construidos bajo los más altos estándares ambientales y tecnológicos. “Centla” y “Jaguaroundi” forman parte del programa para la renovación y modernización de la flota mayor y menor de PEMEX de conformidad con su Plan de Negocios.

Reconocimiento a PEMEX por el Banco Mundial

El Comité Directivo del Global Gas Flaring Reduction del Banco Mundial otorgó un reconocimiento a PEMEX por haber reducido la quema de gas en el Activo Cantarell, el cual fue considerado como un caso de éxito en la industria petrolera mundial.

El aprovechamiento de gas, pasó de 69% en 2008 a 97% en 2012 y para 2014 se espera lograr un aprovechamiento de 99% en la Región Marina Noreste.

Incidentes

El 31 de enero de 2013 se presentó un incidente en el Edificio B-2 del centro administrativo de PEMEX (CAP). Los resultados preliminares de las investigaciones que llevan a cabo tanto autoridades federales como especialistas nacionales e internacionales, han determinado que la explosión fue consecuencia de la acumulación de gas metano. A la fecha de redacción, PEMEX lamenta profundamente el fallecimiento de 38 personas y 121 heridos derivado del incidente.

El 19 de octubre se presentó un incidente en el LPG ducto Cactus - Guadalajara, en el tramo Santa Rita - Puente Grande. El ducto reanudó operaciones en su totalidad el 21 de octubre de 2012. Desafortunadamente un bombero y una persona que realizaba obras en la carretera, resultaron lesionados.

El 18 de octubre se presentó un incidente en la Planta Catalítica I de la Refinería Ing. Antonio Dovalí Jaime en Salina Cruz, Oaxaca. El accidente ocurrió cuando se realizaban trabajos de retiro de juntas ciegas en una tubería para realizar la limpieza de condensadores de gasolina del domo de la torre fraccionadora. Desafortunadamente tres trabajadores de la compañía Procesos Industriales de Coatzacoalcos, S.A. de C.V., resultaron lesionados.

El 18 de septiembre se presentó un incidente en el Centro Receptor de Gas y Condensados de Pemex Exploración y Producción ubicado en el km 19 de la carretera Reynosa - Monterrey. El accidente ocasionó daños al patín de medición así como a un ducto y algunas válvulas de control. Se continúa con la investigación para determinar las causas del incidente. PEMEX lamenta profundamente el fallecimiento de 30 personas derivado del incidente.

El 2 de septiembre se presentó un incidente en una línea de desfogue de la Refinería Madero. El accidente ocurrió cuando se realizaban trabajos de instalación de una junta ciega en la línea de desfogue. Desafortunadamente cuatro trabajadores resultaron lesionados El incidente no produjo daño a las plantas de proceso de la refinería.

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

Carmina Moreno

Arturo Limón

Cristina Arista

rolando.galindo@pemex.com

carmina.moreno@pemex.com

arturo.limon@pemex.com

delia.cristina.arista@pemex.com

Ana Lourdes Benavides

Cristina Pérez

Alejandro López

ana.lourdes.benavides@pemex.com

cristina.perez@pemex.com

alejandrolopezm@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

Excluyendo información presupuestal y volumétrica, la información financiera incluida en este reporte y sus respectivos anexos está basada en los estados financieros consolidados inauditados preparados conforme a las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), que PEMEX adopta a partir del 1 de enero de 2012. La información relevante a periodos anteriores ha sido ajustada en ciertas partidas con el fin de hacerla comparable con la información financiera consolidada inaudita bajo las NIIF. Para mayor información en cuanto a la adopción de las NIIF, por favor consultar la Nota 20 a los estados financieros consolidados incluidos en la forma 20-F registrada ante la SEC el 30 de abril de 2012. El EBITDA es una medida no contemplada en las NIIF emitidas por el CINIF. La conciliación del EBITDA se muestra en el Cuadro [34] de los respectivos anexos al reporte. 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 2012 de Ps. 13.0101= 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 2011, 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 abril y 31 de diciembre de 2012 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 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.