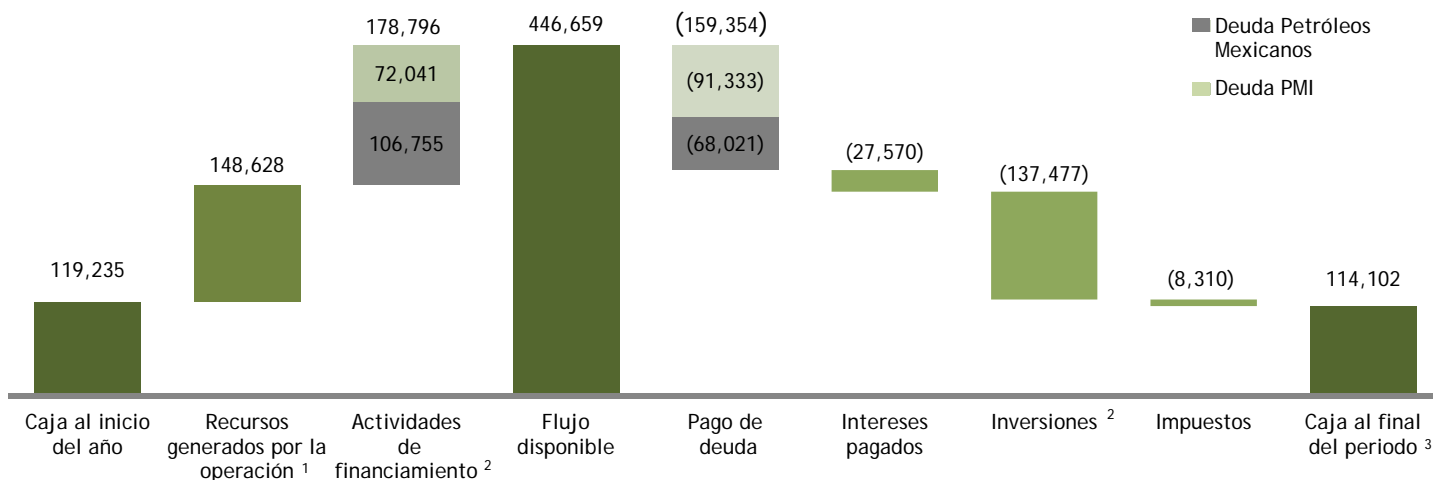


Reporte de resultados de Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias al 30 de septiembre de 2013¹

Del 1 de jul. al 30 de sep.	2012 (Ps. MMM)	2013 (Ps. MMM)	Variación	2013 (U.S.\$ MMM)	Aspectos relevantes
Ventas totales	408.9	409.3	0.1%	31.5	→ Los ingresos por ventas ascendieron a Ps. 409.3 miles de millones.
Rendimiento bruto	205.0	207.1	1.0%	15.9	→ La producción de crudo promedió 2,506 Mbd (miles de barriles diarios).
Rendimiento de operación	221.5	192.3	-13.2%	14.8	→ El proceso total de crudo registró un incremento de 2.5% y la producción de petrolíferos aumentó 47 Mbd.
Rendimiento antes de impuestos y derechos	247.5	186.9	-24.5%	14.4	→ El EBITDA se ubicó en Ps. 261.3 miles de millones (U.S. \$20.1 miles de millones).
Impuestos y derechos	222.9	226.1	1.4%	17.4	→ El monto de impuestos y derechos causados alcanzó Ps. 226.1 miles de millones (U.S. \$17.4 miles de millones).
Pérdida neta	24.5	(39.2)		(3.0)	→ PEMEX registró una pérdida neta de Ps. 39.2 miles de millones.

Fuentes y usos de recursos al 30 de septiembre de 2013
(Ps. MM)



(1) Antes de impuestos.

(2) Excluye Contratos de Obra Pública Financiada.

(3) Incluye un efecto de Ps. 154 millones por cambios en el valor del efectivo.

¹ PEMEX presenta este reporte para dar a conocer sus resultados financieros y operativos preliminares del tercer trimestre de 2013. PEMEX exhorta al lector analizar este reporte acompañado de la información incluida en los Anexos, al igual que en la versión estenográfica de la conferencia telefónica de resultados de PEMEX del tercer trimestre de 2013, que se llevará a cabo el 25 de octubre de 2013. Los anexos, versiones estenográficas y documentos relevantes pueden descargarse en www.ri.pemex.com.

Resultados operativos

PEMEX				
Principales estadísticas de producción				
	Del 1 de jul. al 30 de sep. de			
	<u>2012</u>	<u>2013</u>	<u>Variación</u>	
Explotación				
Total de hidrocarburos (Mbpcd)	3,691	3,646	-1.2%	(45)
Hidrocarburos líquidos (Mbd)	2,587	2,549	-1.5%	(38)
Crudo (Mbd)	2,546	2,506	-1.6%	(40)
Condensados (Mbd)	41	43	4.6%	2
Gas natural (MMpcd) ⁽¹⁾	6,378	6,328	-0.8%	(50)
Transformación industrial				
Gas seco de plantas (MMpcd) ⁽²⁾	3,579	3,755	4.9%	176
Líquidos del gas natural (Mbd)	373	368	-1.3%	(5)
Petrolíferos (Mbd) ⁽³⁾	1,306	1,353	3.6%	47
Petroquímicos (Mt)	1,080	1,304	20.8%	224

(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

Producción de crudo Durante el tercer trimestre de 2013, la producción total de petróleo crudo promedió 2,506 Mbd, 1.6% inferior al volumen del mismo trimestre de 2012, lo anterior se atribuyó a:

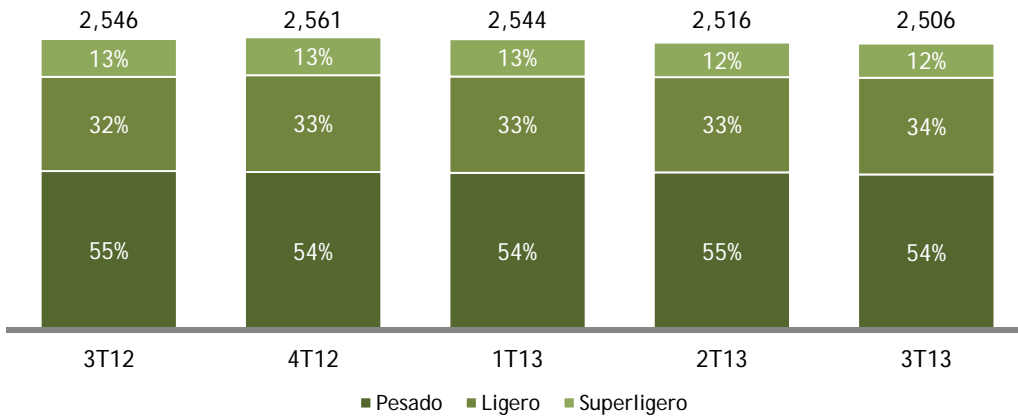
Una disminución de 2.1% en la producción de crudo pesado debido, esencialmente, al mantenimiento anual de los equipos de proceso de aceite y gas en el FPSO Yuum K´Ak´Náab, así como por la declinación natural y el incremento del flujo fraccional de agua en pozos del Activo Cantarell, de la Región Marina Noreste.

Una disminución de 9.3% en la producción de crudo superligero, como consecuencia del incremento del flujo fraccional de agua en los campos Pijije y Sen del proyecto Delta del Grijalva, de la Región Sur, así como a la declinación natural de campos en el proyecto Crudo Ligero Marino, de la Región Marina Suroeste. Cabe destacar que en el tercer trimestre de 2013, el campo Tsimin alcanzó una producción de 30.6 Mbd de crudo superligero, en comparación con 3.7 Mbd en el mismo trimestre de 2012.

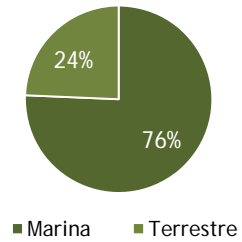
Lo anterior fue parcialmente compensado por un incremento en la producción de crudo ligero de 2.5%, resultado, principalmente, del aumento de la producción en los campos Kuil, Onel y Chuhuk del Activo Abkatún-Pol Chuc, de la Región Marina Suroeste, Kambesah del Activo Cantarell, de la Región Marina Noreste y Gasífero del Activo Veracruz de la Región Norte.

Cabe destacar que los campos Kuil, Gasífero y Tsimin, que iniciaron producción en el segundo semestre de 2012, Kambesah y Onel, que iniciaron producción en el primer trimestre 2013 y Chuhuk, que inició producción en el segundo trimestre de 2013, al cierre del tercer trimestre de 2013 aportaron en conjunto un promedio de 133 Mbd.

Producción de crudo por tipo (Mbd)



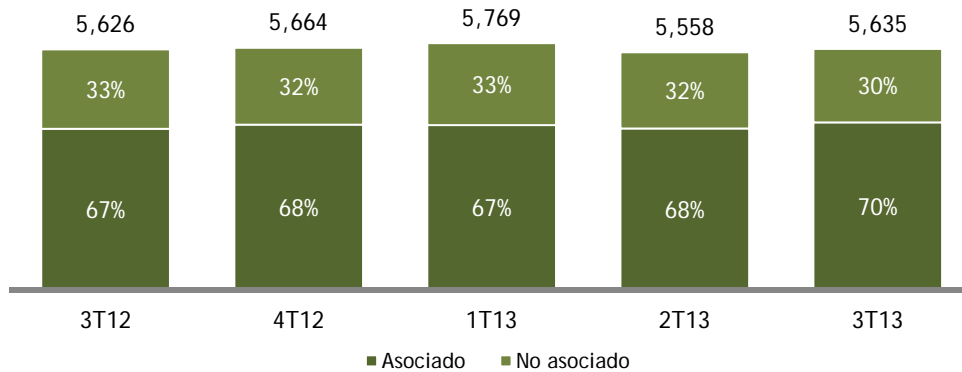
Producción de crudo por región 3T13



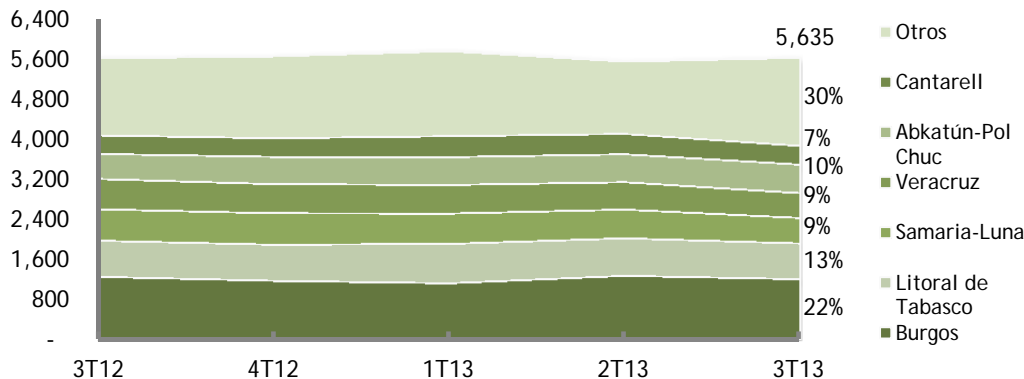
Producción de gas natural

La producción total de gas natural aumentó 0.2%, derivado de un incremento de 4.0% en la producción de gas asociado, como consecuencia de mayor producción en los Activos Ku-Maloob-Zaap, de la Región Marina Noreste, Abkatún-Pol Chuc, de la Región Marina Suroeste y Bellota-Jujo, de la Región Sur. Por otra parte, la producción de gas no asociado disminuyó 7.5%, principalmente por una reducción programada de las actividades de perforación y terminación de pozos en el Activo Veracruz, de la Región Norte, y por la declinación natural de la producción en campos del Activo Macuspána-Muspac de la Región Sur.

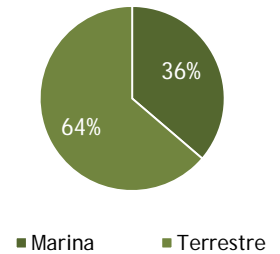
Producción de gas natural (MMpcd)



Producción de gas natural por Activo (MMpcd)



Producción de gas natural por tipo de campo 3T13

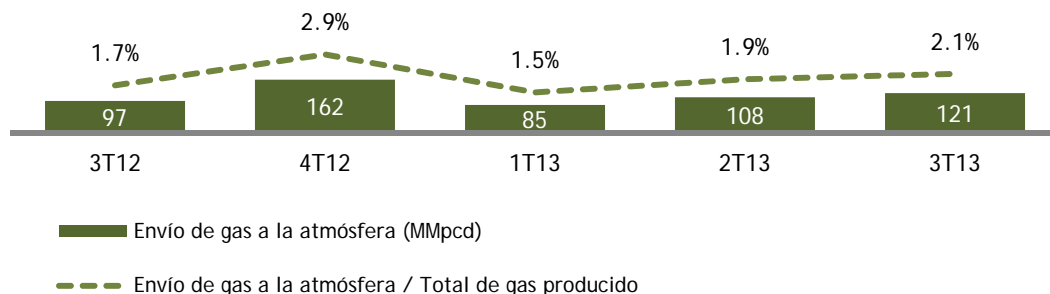


Envío de gas a la atmósfera

El envío de gas a la atmósfera representó 2.1% sobre la producción total, con lo que el aprovechamiento de gas natural ascendió a 97.9%.

De acuerdo a las disposiciones técnicas para evitar o reducir el venteo de gas emitidas por la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), el nivel máximo autorizado de venteo de gas es de 214.8 MMpcd. Durante el periodo enero-septiembre de 2013, el volumen promedio de gas enviado a la atmósfera ascendió a 105 MMpcd, por lo que por un amplio margen PEMEX ha cumplido con las disposiciones establecidas por la CNH.

Envío de gas a la atmósfera



Infraestructura de operación

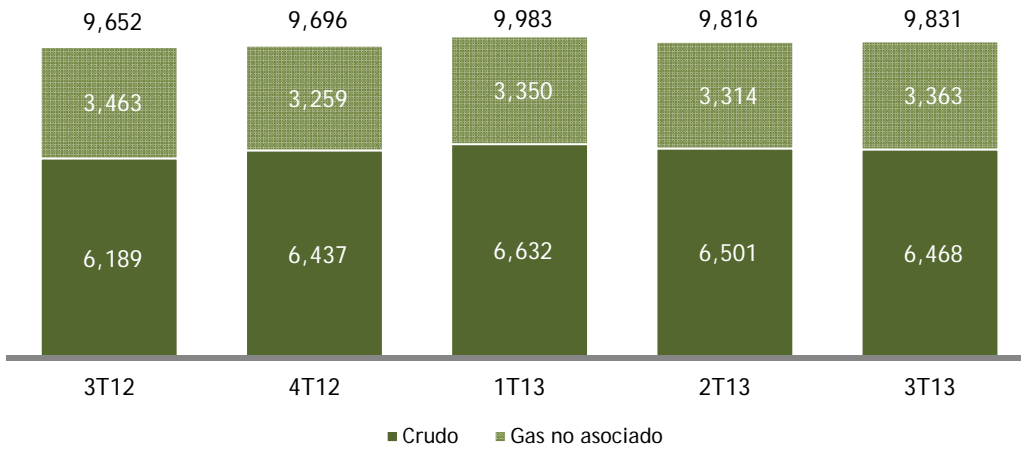
PEMEX continuamente amplía el uso de tecnología e información en sus actividades de perforación para mejorar la eficiencia y la generación de valor.

En este sentido, al 30 de septiembre de 2013 el Activo Aceite Terciario del Golfo (ATG) cuenta con un total de 2,454 pozos operando, de los cuales 37 son pozos horizontales, 29 de estos fueron incorporados en 2013 y 8 en los años 2011 y 2012. Por otro lado, durante el tercer trimestre de 2013, la producción de crudo en ATG promedió 63 Mbd, de los cuales, aproximadamente, 11 Mbd provienen de pozos horizontales. Esto es, 37 pozos horizontales del Activo, equivalentes al 1.5% de los pozos operando, aportaron el 17.5% de la producción del Activo.

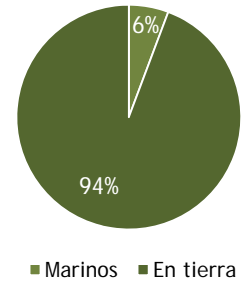
Durante el tercer trimestre de 2013, el promedio de pozos en operación ascendió a 9,831, lo cual representó un aumento de 179 pozos, en comparación con el tercer trimestre de 2012.

En este periodo, el total de pozos terminados disminuyó 45% debido a una menor actividad programada en los activos ATG, Burgos y Poza Rica-Altamira, de la Región Norte. Asimismo, se terminaron 9 pozos exploratorios, dos pozos menos a lo realizado en el mismo trimestre de 2012 debido a una menor actividad programada en el Activo Burgos.

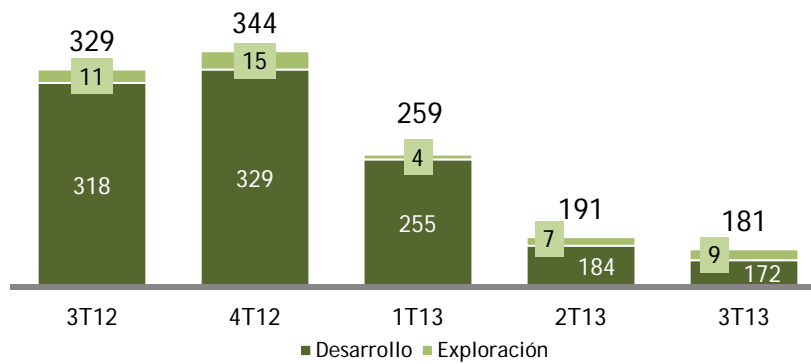
Pozos promedio en operación



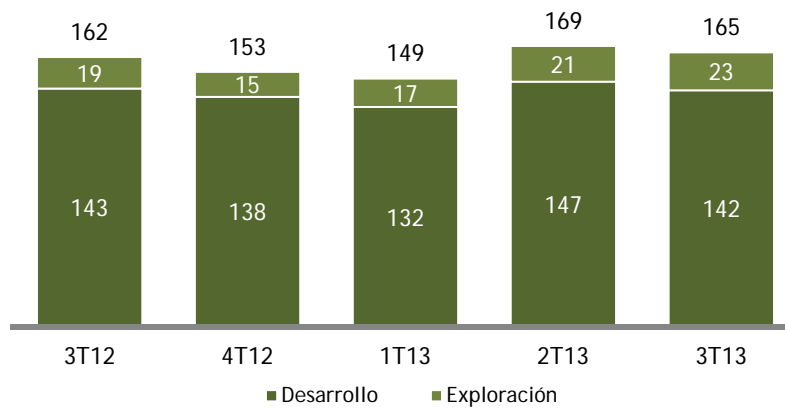
Pozos promedio en operación por tipo de campo 3T13



Pozos terminados



Equipos de perforación



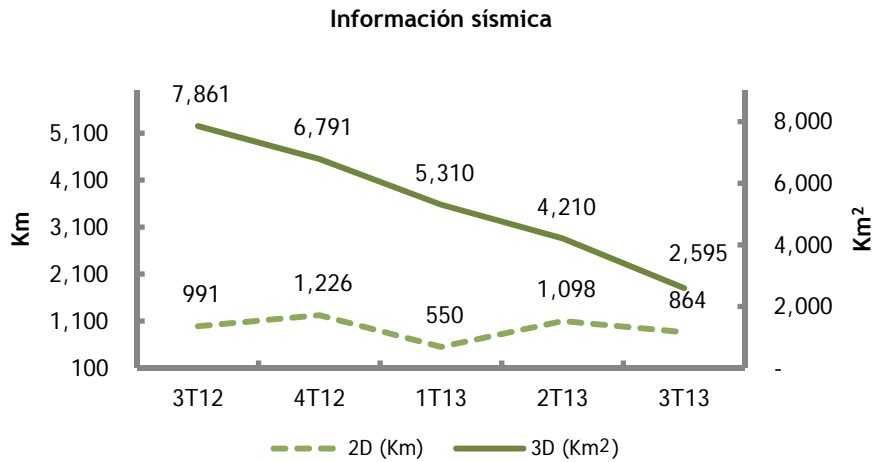
Equipos de perforación promedio por tipo
3T13



Información sísmica

La adquisición de información sísmica 2D fue de 864 km, destacando la obtención de información bidimensional a la localización de recursos en lutitas, en el noreste del país, así como a la obtención de mayor información en las cuencas del sureste.

La información sísmica 3D se ubicó en 2,595 km², destacando la obtención de información tridimensional en la Cuenca de Veracruz, en los estudios Veracruz Marino y Loma Bonita Ixcatlán, así como en las cuencas del sureste en el estudio Cerro del Nanchital.



Principales descubrimientos

Durante el tercer trimestre de 2013 se llevó a cabo la terminación del pozo Lakach-21, que es el primer pozo de desarrollo en aguas profundas de México. Lakach es un campo de gas no asociado con una reserva total de 850 miles de millones de pies cúbicos de gas. Se espera iniciar la explotación del campo Lakach hacia finales del año 2014.

El pozo Maximino-1, del proyecto Área Perdido, ubicado en la parte norte del Golfo de México y con un tirante de agua de 2,919 metros, lo que lo califica como un pozo en aguas ultra profundas, descubrió aceite ligero de 42°API. Actualmente se encuentra en proceso de evaluación el volumen de reservas de hidrocarburos.

En los primeros 9 meses de 2013, PEMEX ha realizado descubrimientos importantes de recursos en lutitas, con los pozos Chucla-1 y Durián-1 en el noreste mexicano. Asimismo, el pozo Eltreinta-1, en la cuenca de Veracruz, y los pozos Xux-1 DL y Miztón-1 en las cuencas del sureste descubrieron crudo ligero. En tanto que el pozo Tson-201 descubrió crudo pesado en el Activo Ku-Maloob-Zaap, de la Región Marina Noreste.

Del 1 de enero al 30 de septiembre de 2013

Activo	Pozo	Era geológica	Producción inicial		Tirante de agua (Metros)	Tipo de hidrocarburo
			Crudo y condensados (bd)	Gas (MMpcd)		
Burgos	Chucula-1	Cretácico Superior Eagle Ford	24.00	1.893		Gas húmedo
	Santa Anita-401	Eoceno Queen City	90.20	5.930		Gas húmedo
	Gato-1001	Cretácico Inferior La Virgen	0.00	1.000		Gas seco
	Durián-1	Cretácico Superior Eagle Ford	0.00	1.885		Gas seco
Veracruz	Eltreinta-1	Mioceno Medio	756.00	0.341		Aceite ligero
Poza Rica-Altamira	Maximino-1	Eoceno Inferior Wilcox	3,796.00	15.020	2,919	Aceite ligero
Litoral de Tabasco	Xux-1 DL	Cretácico Superior-Medio	1,922.00	1.904	21	Aceite ligero
	Miztón-1	Plioceno Medio	3,512.00	2.968	33	Aceite ligero
Ku-Maloob-Zaap	Tson-201	Jurásico Superior Kimmeridgiano	2,907.00	0.720	92	Aceite negro

Proyectos de exploración y producción

Construcción de plataformas en Altamira

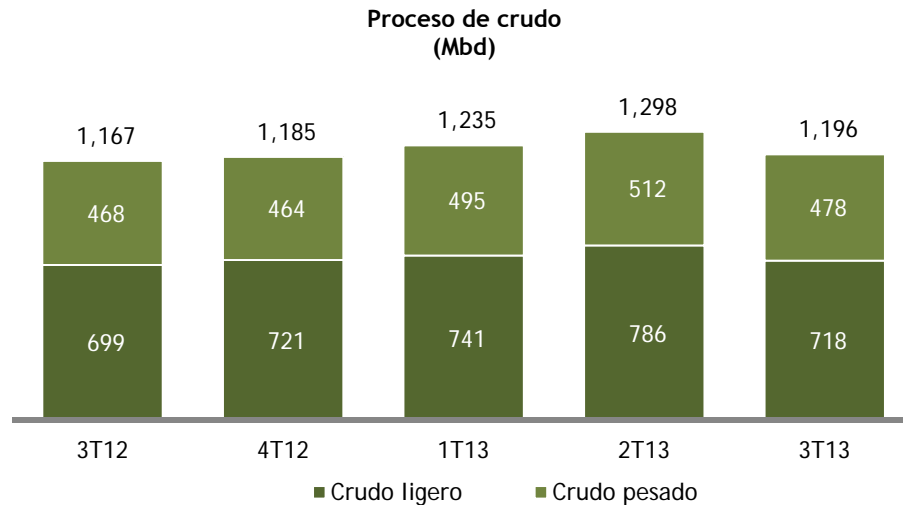
El 4 de octubre de 2013 Petróleos Mexicanos y Keppel Offshore & Marine, empresa líder en diseño y construcción de plataformas petroleras, firmaron un memorándum para la implementación de un astillero especializado en la construcción, mantenimiento y reparación de plataformas y otras embarcaciones mayores. Este astillero estará ubicado en Altamira, Tamaulipas, e iniciará con la infraestructura necesaria para complementar la construcción de seis plataformas auto-elevables de perforación, las cuales fueron diseñadas por Keppel. Posteriormente en este astillero se contará también con el equipo necesario para realizar mantenimiento a plataformas.

Procesos industriales

Proceso de crudo

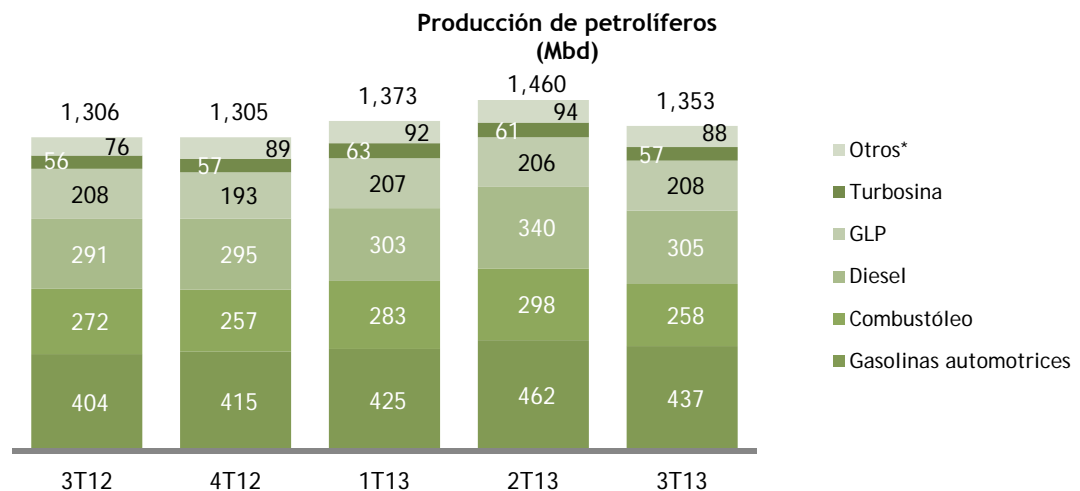
Durante el tercer trimestre de 2013, el proceso total de petróleo crudo aumentó 29 Mbd o 2.5% respecto al mismo periodo del año anterior, debido, principalmente, a mayor proceso de crudo en la refinería de Minatitlán, por la normalización de operaciones de plantas del proyecto de reconfiguración. La proporción de crudo pesado en el proceso total de crudo del Sistema Nacional de Refinación fue 40%, lo anterior en seguimiento a la estrategia para disminuir la producción de residuales y desalojar dichos productos de las refinerías del centro del país.

La capacidad utilizada de destilación primaria incrementó de 69.7% a 71.5% de su capacidad total.



Producción de petrolíferos

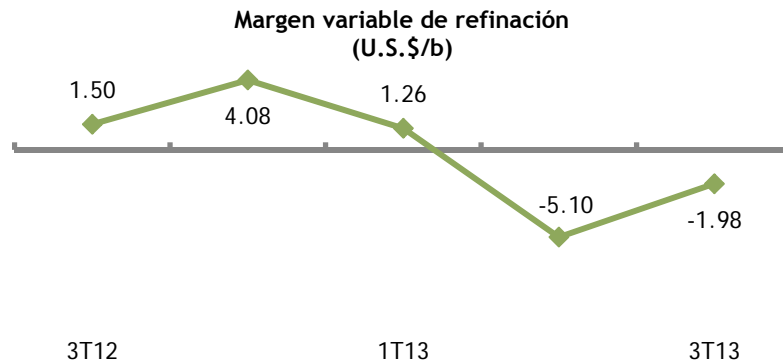
En línea con lo anterior, la producción total de petrolíferos aumentó 3.6%, o 47 Mbd, observándose incrementos en la producción de gasolinas, diesel y turbosina, en tanto que se registró una caída en la producción de combustóleo.



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

Margen variable de refinación

El margen variable de refinación pasó de U.S. \$1.50/b a un margen de U.S.\$-1.98/b, como resultado de mayores precios del crudo, así como a fluctuaciones desfavorables en los márgenes internacionales de refinación.

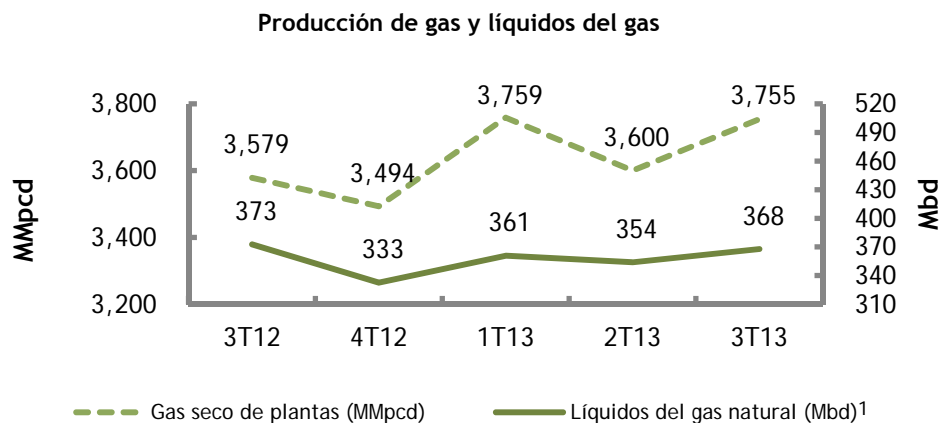
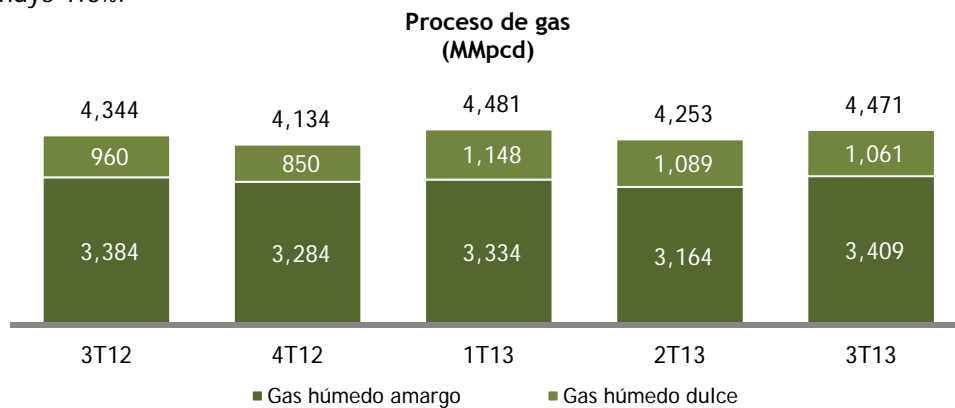


Proceso y producción de gas

El proceso de gas incrementó 2.9%, como resultado de mayor disponibilidad de gas húmedo amargo proveniente de las áreas productoras de gas mesozoico, así como de gas dulce del Activo Burgos en la Región Norte.

El proceso de condensados promedió 48 Mbd, 3.7% superior al registrado durante el tercer trimestre de 2012, debido a mayor oferta de condensados dulces provenientes de la Región Norte.

Derivado de lo anterior, la producción de gas seco fue de 3,755 MMpcd, 4.9% superior a la producción del trimestre comparable del año anterior, en tanto que la producción de líquidos del gas disminuyó 1.3%.



(1) Incluye el proceso de condensados.

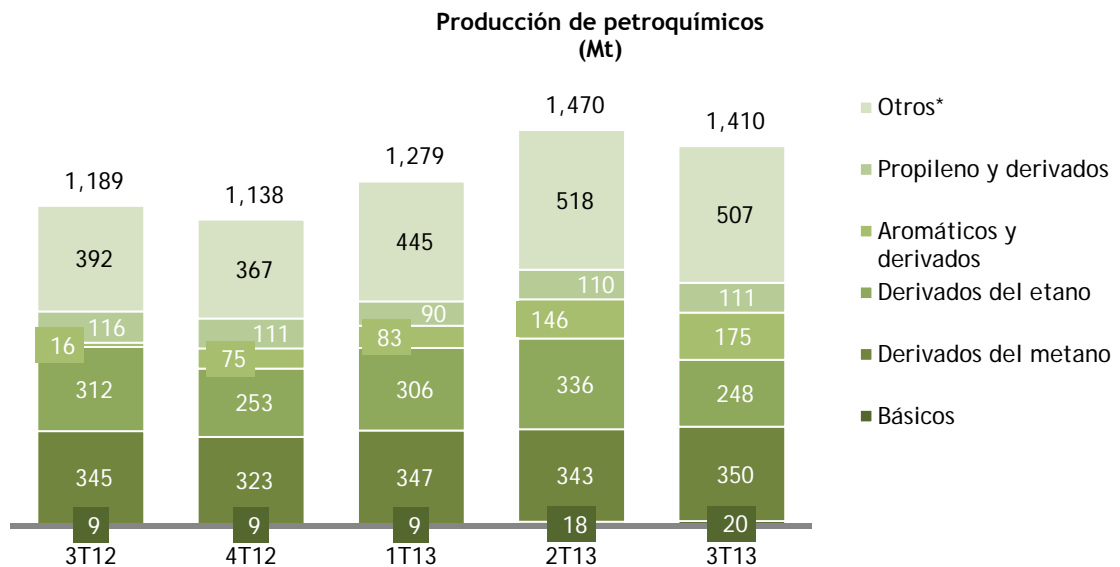
Producción de petroquímicos

La elaboración de petroquímicos incrementó 18.6%, de 1,080 Mt a 1,304 Mt, respecto al mismo trimestre de 2012, debido, principalmente, a:

- Un aumento en la cadena de derivados del metano de 1.6%, debido a mayor producción de amoniaco y de anhídrido carbónico por una recuperación en la demanda de dichos productos.
- Un aumento de 159 Mt en la cadena de aromáticos debido al proceso de estabilización de la unidad CCR (de Regeneración Catalítica Continua, o *Continuous Catalytic Regeneration*) y la normalización de operaciones de plantas para la producción de aromáticos en el complejo La Cangrejera. Como resultado del incremento en la cadena de aromáticos y derivados, otros petroquímicos registraron aumentos, en particular gasolinas amorfas, gasolinas de base octano, Benceno, Tolueno y Xileno (BTX).

Lo anterior fue parcialmente compensado por:

- Un descenso en la cadena de derivados del etano de 20.6%, debido a un menor volumen de producción de etileno destinado al mercado exterior, y a menores producciones de polietileno de baja densidad, polietileno de alta densidad y polietileno lineal de baja densidad debido a desfases en el reinicio de operaciones posteriores a mantenimientos.
- Un descenso en la cadena de propileno y derivados por menor producción de propileno a pesar de un incremento en la producción de acrilonitrilo, como consecuencia de mejores condiciones de mercado.



*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.

Proyectos de procesos industriales

Combustibles limpios

En septiembre de 2013 inició operaciones, como parte del Programa de Combustibles de Calidad, una planta de la refinería de Cadereyta que producirá 42.5 Mbd de gasolinas Ultra Bajo Azufre (UBA). Con ello se da cumplimiento a la Norma Oficial Mexicana 086 "Especificaciones de los combustibles fósiles para la protección ambiental"; además de que se cumple con las especificaciones más estrictas a nivel mundial.

La elaboración de combustibles UBA permitirá introducir las más modernas y limpias tecnologías en la industria automotriz, las cuales permiten reducir entre 50 y casi 80 por ciento las emisiones de monóxido de carbono y óxidos de nitrógeno de los vehículos. Asimismo, la nueva planta de la refinería de Cadereyta tendrá capacidad para producir combustibles que contengan alrededor 30 partes por millón (ppm) de azufre, mientras que las gasolinas que actualmente se producen contienen alrededor de 800 ppm.

Estrategia de suministro de gas natural

El 13 de agosto de 2013 se dio a conocer la Estrategia de Suministro de Gas Natural, la cual contempla varios proyectos de infraestructura para garantizar un abastecimiento seguro y confiable de gas natural en el corto, mediano y largo plazo.

- Corto plazo: Importar al menos un buque por mes de gas natural licuado (GNL) a través de los puertos de Manzanillo y Altamira con capacidad de 3.0 MMMpcd.
- Mediano plazo: Construir una estación de compresión con capacidad incremental de 500 MMpcd en Altamira para interconectar el sur de Estados Unidos con Tamaulipas. La estación de compresión se interconectará al ducto de 48 pulgadas Cactus - San Fernando.
- Largo plazo: Construir los gasoductos (i) Los Ramones fase I, (ii) Los Ramones fase II, (iii) Agua Dulce-Frontera y (iv) Tucson-Sásabe; y construir la estación de compresión Soto La Marina con capacidad incremental de 190 MMpcd.

De manera paralela, la Estrategia de Suministro de Gas Natural contempla que la Comisión Federal de Electricidad desarrolle los gasoductos Sásabe-Guaymas, Tamazunchale-Sauz y Mayakan.

Proyecto Los Ramones

El gasoducto Los Ramones se implementará en dos fases, como parte de la estrategia para proveer al centro de México de gas natural importado de Estados Unidos.

La fase I correrá entre los municipios de Camargo, Tamaulipas y Los Ramones, Nuevo León. Los ductos tendrán una capacidad de transporte de hasta 1,000 MMpcd a partir de su entrada en operación, en diciembre de 2014, e incrementarán su capacidad hasta 2,100 MMpcd en diciembre del 2015. La empresa mexicana Tubacero será el proveedor de la tubería para la construcción de los 115 km de gasoducto de 48 pulgadas de la primera fase de Los Ramones.

La segunda fase del proyecto Los Ramones correrá entre Ramones, Nuevo León y Apaseo el Alto, Guanajuato; tendrá una extensión de 740 km y permitirá transportar hasta 1,430 MMpcd de gas natural a partir de diciembre de 2015.

Durante el cuarto trimestre de 2013 se definirán los esquemas financieros y jurídicos para impulsar el proyecto Los Ramones fase II, ya que el 15 de octubre de 2013 Pemex-Gas y Petroquímica Básica (PGPB) declaró desierta la licitación internacional para desarrollar el proyecto; esto debido a que el consorcio formado por Enagás y GDF Suez, único en presentar una oferta para la construcción y el mantenimiento del gasoducto, no cumplió con los requerimientos técnicos y financieros requeridos. Es importante señalar que la nueva selección de PGPB sobre cómo ejecutar el proyecto tiene como principal motivación cumplir con los tiempos establecidos previamente, es decir, que el ducto Los Ramones - Apaseo el Alto entre en operación en diciembre de 2015.

**Modernización
de una planta
del Complejo
Pajaritos**

El 17 de octubre de 2013 se anunció que ICA Fluor, una filial de Empresas ICA y de Fluor, fue seleccionada por la empresa Petroquímica Mexicana de Vinilo (PMV) para modernizar una planta de policloruro de vinilo. PMV es una sociedad entre Petróleos Mexicanos y Mexichem. El proyecto, con valor de U.S. \$205 millones, contempla realizar tareas de ingeniería, procuración, construcción, mantenimiento y puesta en marcha de las obras. El objetivo es incrementar la capacidad de producción de 200 Mt a 405 Mt.

Resultados financieros

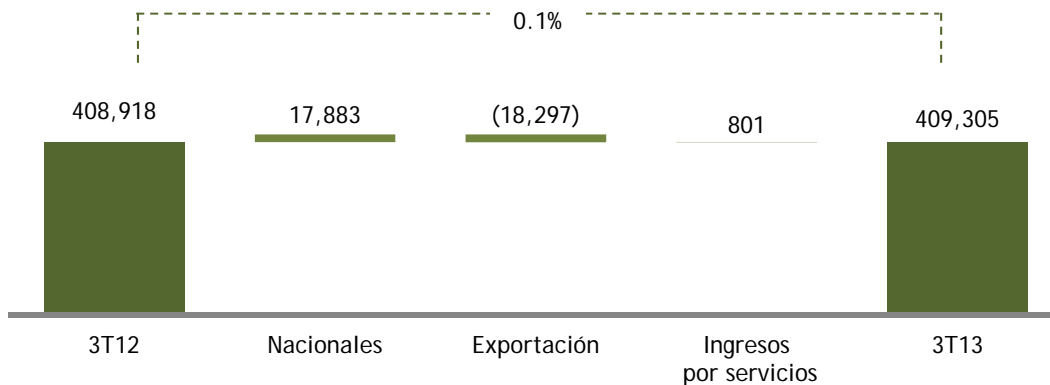
PEMEX					
Estado de resultados consolidado					
	Del 1 de jul. al 30 de sep. de				
	<u>2012</u>	<u>2013</u>	<u>Variación</u>		<u>2013</u>
	(Ps. MM)				(U.S.\$MM)
Ventas totales	408,918	409,306	0.1%	387	31,456
En México	214,973	232,857	8.3%	17,883	17,896
De exportación	192,087	173,789	-9.5%	(18,297)	13,356
Ingresos por servicios	1,859	2,660	43.1%	801	204
Costo de ventas	203,936	202,246	-0.8%	(1,690)	15,543
Rendimiento bruto	204,983	207,059	1.0%	2,077	15,913
Gastos generales	28,902	32,657	13.0%	3,755	2,510
Gastos de distribución y transportación	6,480	8,232	27.0%	1,751	633
Gastos de administración	22,422	24,425	8.9%	2,003	1,877
Otros ingresos (gastos)	45,400	17,880	-60.6%	(27,520)	1,374
IEPS devengado	44,784	22,520	-49.7%	(22,264)	1,731
Otros	616	(4,641)	-853.3%	(5,257)	(357)
Rendimiento de operación	221,481	192,282	-13.2%	(29,198)	14,777
(Costo) rendimiento financiero neto	(6,686)	(1,714)	74.4%	4,972	(132)
Variación cambiaria	30,628	(3,635)	-111.9%	(34,263)	(279)
Participación en resultados de cias. no consolidadas, asociadas y otras	2,027	(47)	-102.3%	(2,074)	(4)
Rendimiento antes de impuestos y derechos	247,450	186,886	-24.5%	(60,564)	14,363
Impuestos y derechos	222,906	226,085	1.4%	3,179	17,375
Rendimiento (pérdida) neto	24,544	(39,199)	-259.7%	(63,743)	(3,013)
Otros resultados integrales	(306)	3,066	1102.6%	3,372	236
Utilidad (pérdida) integral	24,238	(36,134)	-249.1%	(60,371)	(2,777)

Ventas

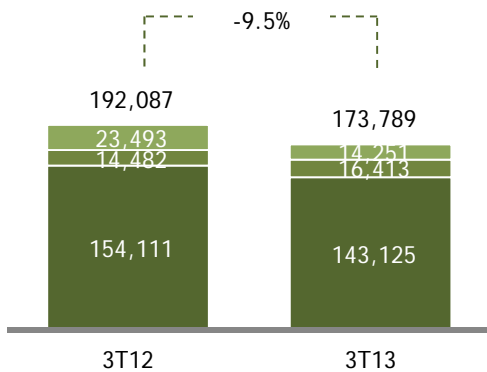
Las ventas totales aumentaron 0.1%, principalmente como resultado de:

- Un aumento de 8.3% en las ventas en México, de Ps. 215.0 miles de millones a Ps. 232.9 miles de millones; motivado principalmente por:
 - incrementos en precios de productos para venta en México como gas natural (33.6%), gasolina magna (12.4%), gasolina premium (11.7%) y diesel (11.9%); así como,
 - aumentos en el volumen de ventas de gasolina premium (32.1%), gas natural (5.1%) y turbosina (4.0%).
- Una reducción de 9.5% en el monto de las exportaciones, de Ps. 192.1 miles de millones a Ps. 173.8 miles de millones; motivado principalmente por:
 - un menor volumen de exportaciones de crudo (6.4%), como consecuencia principalmente de un mayor proceso nacional (2.5%); y
 - una apreciación del tipo de cambio promedio del peso frente al dólar estadounidense de 2.1%, equivalente a Ps. ¢27.0, de Ps. 13.1845 por dólar en el tercer trimestre de 2012 a Ps. 12.9141 en el mismo periodo de 2013.
 - Lo anterior fue parcialmente compensado por un incremento de 1.8% en el precio promedio de la mezcla mexicana de crudo, de U.S. \$99.43 a U.S. \$101.22 por barril.

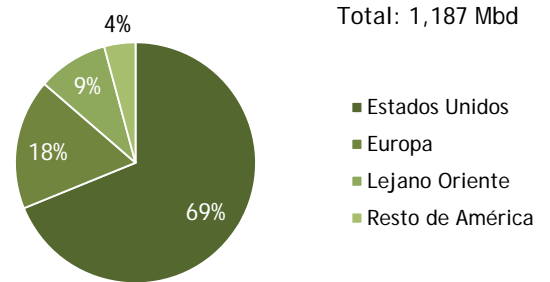
**Evolución de las ventas
(Ps. MM)**



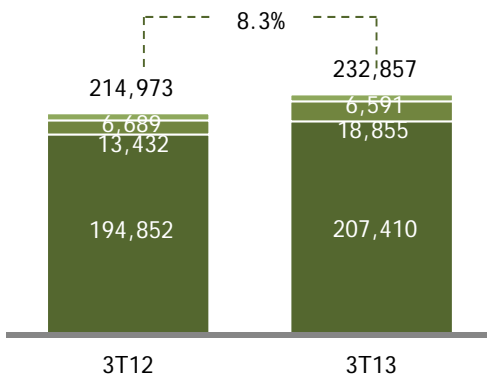
**Exportaciones
(Ps. MM)**



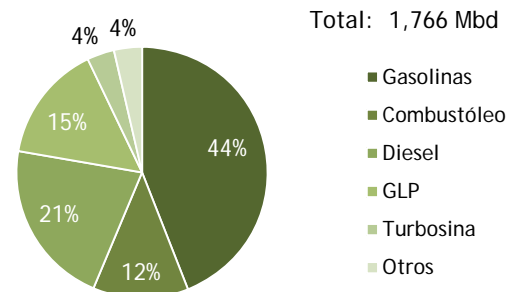
**Exportaciones de crudo por destino geográfico
3T13**



**Ventas en México
(Ps. MM)**



**Ventas de Petrolíferos en México
3T13**

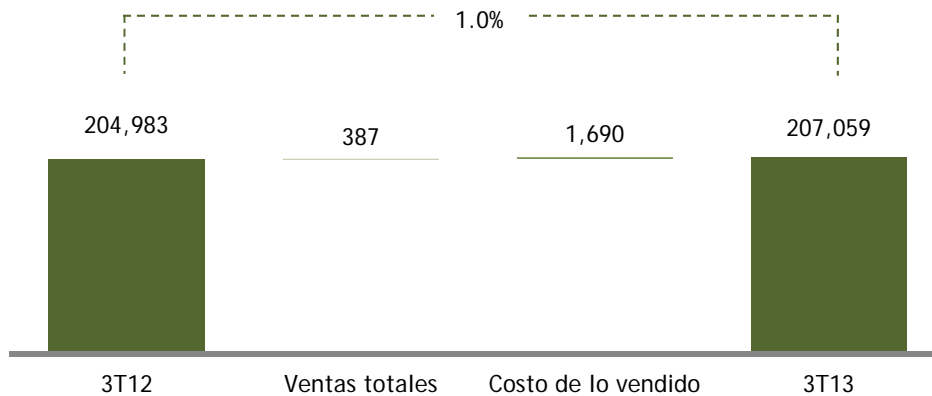


**Rendimiento
bruto**

El rendimiento bruto aumentó 1.0% como consecuencia de mayores ventas totales y una disminución de 0.8% en el costo de lo vendido, la cual se debió fundamentalmente a un decremento de 12.2% de compras de productos para reventa. Esta disminución se debió principalmente al menor volumen de importación de gasolinas automotrices, motivado por mayor producción nacional, y a menores precios de referencia de la gasolina regular en la costa norteamericana del Golfo de México.

Lo anterior fue parcialmente compensado por un incremento de 6.0% en depreciación y amortización.

**Evolución del rendimiento bruto
(Ps. MM)**



Gastos generales

Durante el tercer trimestre de 2013 los gastos generales, integrados por gastos de distribución y transportación y gastos de administración, registraron un incremento de Ps. 3.8 miles de millones, o 13.0%, ubicándose en Ps. 32.7 miles de millones. El mayor componente que afectó el incremento de los gastos generales fue el aumento del costo neto del periodo de beneficios a empleados. Es importante señalar que este aumento se debió al ajuste de la tasa de descuento que se utiliza para el cálculo actuarial del pasivo, que en el tercer trimestre de 2012 fue de 8.35%, mientras que en el mismo trimestre de 2013 fue 6.90%.

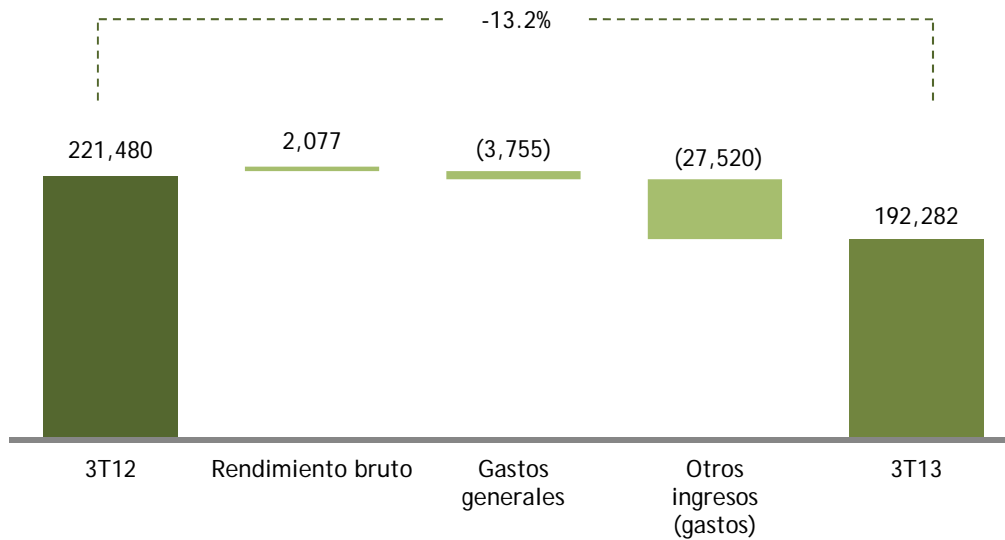
Otros ingresos

Otros ingresos (neto) disminuyeron 60.6%, de Ps. 45.4 miles de millones a Ps. 17.9 miles de millones, debido a menores ingresos derivados de la tasa negativa del IEPS. Esta disminución se atribuye principalmente al descenso en los precios de referencia de la gasolina regular en la costa norteamericana del Golfo de México, y al incremento en el precio de los combustibles nacionales.

Rendimiento de operación

Durante el tercer trimestre de 2013, el rendimiento de operación disminuyó 13.2% en comparación con el mismo periodo de 2012. La disminución se debió primordialmente al decremento en otros ingresos y al aumento en gastos generales durante el periodo; y fue parcialmente compensado por la disminución en el costo de lo vendido.

**Evolución del rendimiento de operación
(Ps. MM)**



Costo financiero neto

El costo financiero neto fue de Ps. 1.7 miles de millones, lo que representa una disminución de Ps. 5.0 miles de millones, principalmente por los intereses a cargo y menor costo de derivados financieros.

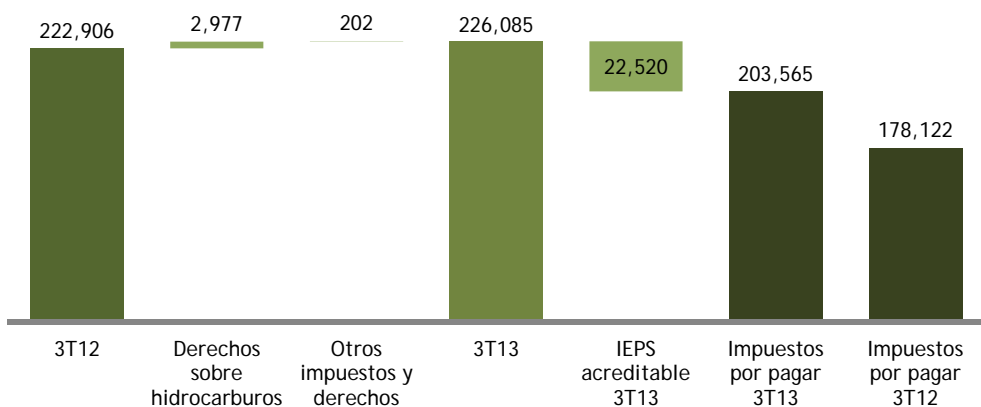
Variación cambiaria

En el tercer trimestre de 2013 se registró una pérdida en cambios de Ps. 3.6 miles de millones, en comparación con la utilidad en cambios registrada en el tercer trimestre de 2012 de Ps. 30.6 miles de millones. Esta variación fue motivada principalmente por la menor apreciación del peso frente al dólar en el tercer trimestre de 2013 (0.09%) en relación con la del mismo periodo de 2012 (5.87%).

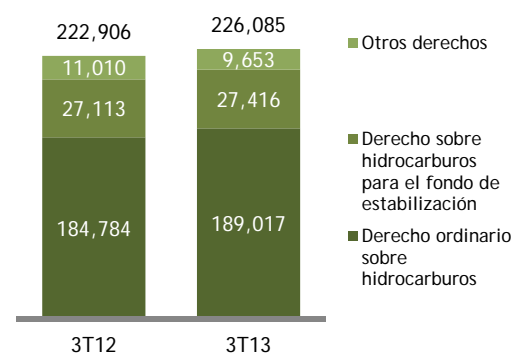
Impuestos y derechos

Los impuestos y derechos aumentaron Ps. 3.2 miles de millones, o 1.4%, como resultado del incremento del precio de la mezcla mexicana de exportación (U.S. \$1.80 por barril).

**Evolución de los impuestos y derechos
(Ps. MM)**



**Impuestos y derechos
(Ps. MM)**

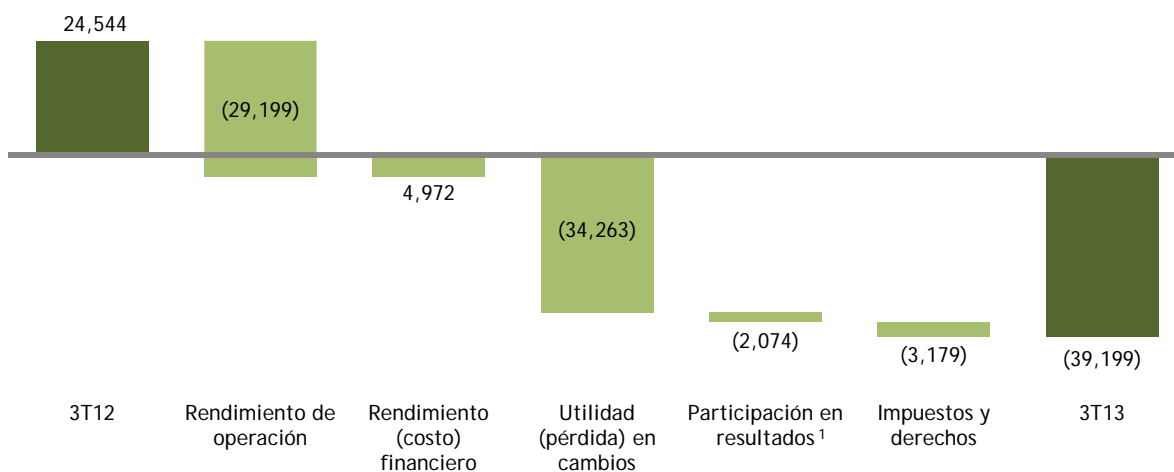


Rendimiento neto

En el tercer trimestre de 2013 se registró una pérdida neta de Ps. 39.2 miles de millones (U.S. \$3.0 miles de millones), en comparación con un rendimiento neto de Ps. 24.5 miles de millones en el mismo periodo de 2012. Esta variación se explica principalmente por:

- Menor volumen de exportación de crudo (6.4%);
- menores precios de referencia de la gasolina regular en la costa norteamericana del Golfo de México (2.4%); y
- la pérdida en cambios (Ps. 3.6 miles de millones).

**Evolución del rendimiento neto
(Ps. MM)**



(1) Participación en resultados de cias. no consolidadas, asociadas y otras

Estado de la situación financiera al 30 de septiembre de 2013

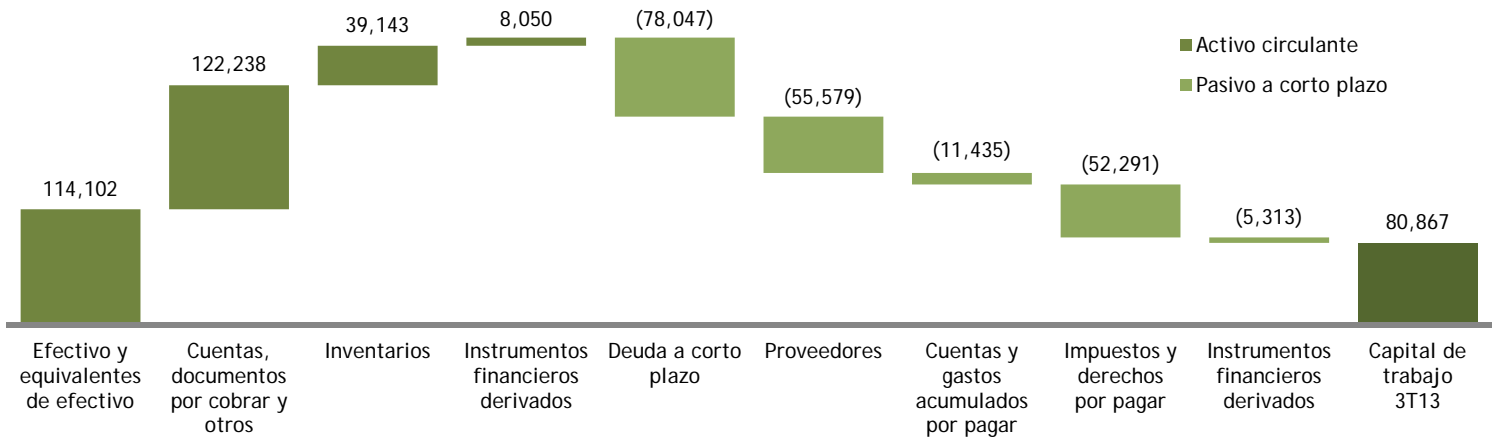
PEMEX					
Balance general consolidado					
	Al 31 de diciembre de 2012	Al 30 de septiembre de 2013	Variación		2013
	(Ps. MM)				(U.S.\$MM)
Total activo	2,024,183	2,022,506	-0.1%	(1,677)	155,435
Activo circulante	318,142	283,532	-10.9%	(34,610)	21,790
Efectivo y equivalentes de efectivo	119,235	114,102	-4.3%	(5,133)	8,769
Cuentas, documentos por cobrar y otros	133,010	122,238	-8.1%	(10,771)	9,394
Inventarios	56,848	39,143	-31.1%	(17,705)	3,008
de productos	51,951	35,489	-31.7%	(16,462)	2,727
de materiales	4,896	3,653	-25.4%	(1,243)	281
Instrumentos financieros derivados	9,050	8,050	-11.1%	(1,000)	619
Inversión disponible para su venta	15,771	17,264	9.5%	1,493	1,327
Inversiones en acciones y valores	17,252	18,851	9.3%	1,600	1,449
Pozos, ductos, inmuebles y equipo	1,658,734	1,687,729	1.7%	28,995	129,707
Otros activos	14,284	15,129	5.9%	845	1,163
Total pasivo	2,295,249	2,382,999	3.8%	87,750	183,140
Pasivo de corto plazo	235,804	202,665	-14.1%	(33,138)	15,575
Deuda a corto plazo	114,241	78,047	-31.7%	(36,194)	5,998
Proveedores	61,513	55,579	-9.6%	(5,935)	4,271
Cuentas y gastos acumulados por pagar	9,316	11,435	22.8%	2,120	879
Impuestos y derechos por pagar	43,981	52,291	18.9%	8,310	4,019
Instrumentos financieros derivados	6,753	5,313	-21.3%	(1,440)	408
Pasivo a largo plazo	2,059,445	2,180,334	5.9%	120,889	167,565
Deuda a largo plazo	672,618	729,992	8.5%	57,374	56,102
Reserva para créditos diversos	70,149	76,891	9.6%	6,743	5,909
Beneficios a los empleados	1,288,541	1,347,525	4.6%	58,984	103,561
Impuestos diferidos	28,138	25,926	-7.9%	(2,212)	1,992
Total patrimonio	(271,066)	(360,493)	33.0%	(89,427)	(27,705)
Total pasivo y patrimonio	2,024,183	2,022,506	-0.1%	(1,677)	155,435

Capital de trabajo

Al 30 de septiembre de 2013 el capital de trabajo se ubicó en Ps. 80.9 miles de millones como resultado de:

- Una disminución de 10.9%, equivalente a Ps. 34.6 miles de millones en el activo circulante, principalmente como resultado de una disminución en inventarios y en cuentas, documentos por cobrar y otros; así como,
- un decremento de 14.1%, equivalente a Ps. 33.1 miles de millones en el pasivo de corto plazo, como consecuencia de una menor deuda de corto plazo y menores pasivos por proveedores.

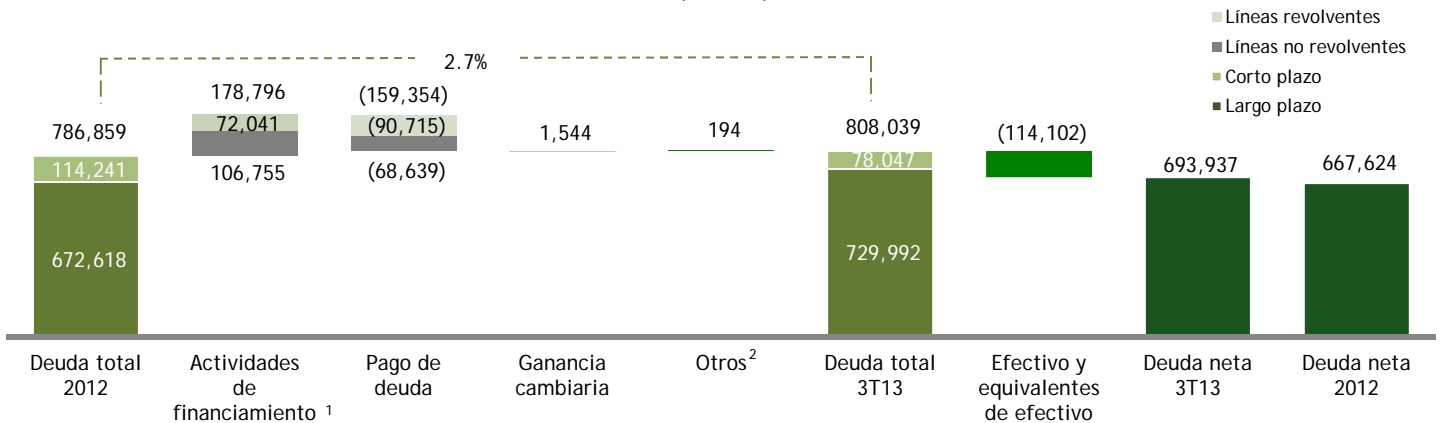
**Capital de trabajo 3T13
(Ps. MM)**



Deuda

La deuda total registró un aumento de 2.7%, principalmente como resultado de actividades de financiamiento.

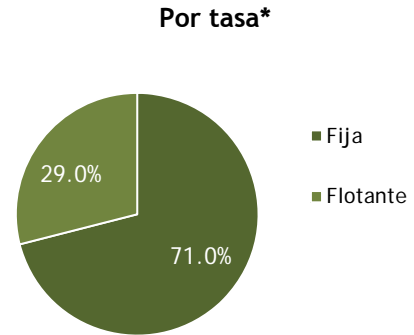
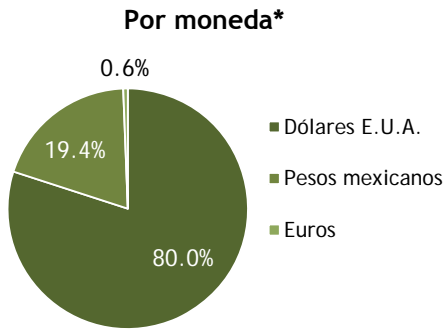
**Deuda
(Ps. MM)**



1) Excluye Contratos de Obra Pública Financiada.

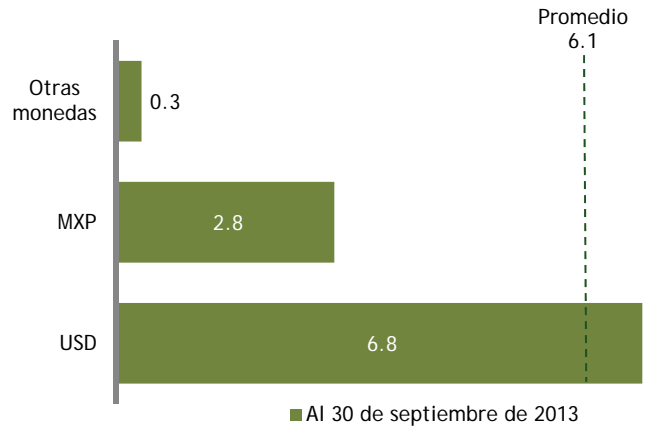
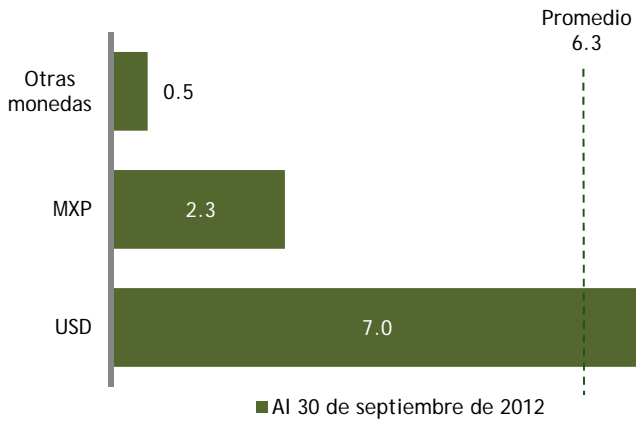
2) Incluye intereses devengados, comisiones y gastos por emisión de deuda, pérdidas sobre par, Contratos de Obra Pública Financiada y costo amortizado.

Deuda al 30 de septiembre de 2013



*Incluye instrumentos financieros derivados.

Vida promedio (años)



*Incluye instrumentos financieros derivados.

Actividades de inversión

Ejercicio 3T13 De enero a septiembre de 2013 se han ejercido Ps. 218.0 miles de millones, lo que representa el 66% de la inversión programada para 2013. La distribución se realizó de la siguiente manera:

- Ps. 193.9 miles de millones a Exploración y Producción, de los cuales Ps. 22.3 miles de millones se destinaron a actividades de exploración.
- Ps. 16.5 miles de millones a Refinación.
- Ps. 4.8 miles de millones a Petroquímica.
- Ps. 2.4 miles de millones a Gas y Petroquímica Básica.
- Ps. 0.5 miles de millones al Corporativo.

Actividades de financiamiento

Mercados de capitales

- El 18 de julio de 2013, Petróleos Mexicanos realizó una emisión de deuda en los mercados internacionales por un monto total de U.S. \$3.0 miles de millones a través de cuatro bonos:
 - i) U.S. \$1.0 miles de millones a tasa fija, con vencimiento el 18 de julio de 2018 y cupón de 3.50%.
 - ii) U.S. \$1.0 miles de millones a tasa fija, con vencimiento el 18 de enero de 2024 y cupón de 4.875%
 - iii) U.S. \$500 millones a tasa variable de LIBOR más 202 puntos base y con vencimiento el 18 de julio de 2018.
 - iv) Reapertura por U.S. \$500 millones del bono a tasa fija y cupón de 6.50% con vencimiento el 2 de junio de 2041.
- El 19 de septiembre de 2013, Petróleos Mexicanos emitió un bono por U.S. \$400 millones a tasa fija con cupón de 2.83%, y vencimiento el 15 de febrero de 2024. Este bono cuenta con la garantía del Export-Import Bank de los Estados Unidos.
- También el 19 de septiembre de 2013, Petróleos Mexicanos emitió Certificados Bursátiles por Ps. 5.0 miles de millones a tasa variable de TIIE 28 más 6 puntos base, y vencimiento el 28 de febrero de 2019.
- El 26 de septiembre de 2013, Petróleos Mexicanos emitió Certificados Bursátiles por Ps. 10.4 miles de millones a tasa fija con un cupón de 7.19%, y vencimiento el 12 de septiembre de 2024.
- El 30 de septiembre de 2013, Petróleos Mexicanos emitió un bono por U.S. \$750 millones a tasa variable de LIBOR más 43 puntos base, y vencimiento el 15 febrero de 2024. Este bono cuenta con la garantía del Export-Import Bank de los Estados Unidos.
- El 24 de octubre de 2013, Petróleos Mexicanos emitió un bono por U.S. \$350 millones a tasa fija de 2.29%, y con vencimiento el 15 de febrero de 2024. Este bono cuenta con la garantía del Export-Import Bank de los Estados Unidos.

Contratos de Obra Pública Financiada

Durante el tercer trimestre 2013, Petróleos Mexicanos obtuvo U.S. \$154.0 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

Al 30 de septiembre de 2013, Petróleos Mexicanos cuenta con líneas de crédito revolventes por U.S. \$2.5 miles de millones y Ps. 10.0 miles de millones. Al 25 de octubre, fecha de publicación del presente reporte, las líneas de crédito para manejo de liquidez están disponibles en su totalidad.

PEMEX
Estados consolidados de flujo de efectivo

	Al 30 de septiembre de		Variación	2013 (U.S.\$MM)	
	2012	2013			
	(Ps. MM)				
Actividades de operación					
Rendimiento (pérdida) neto	31,361	(92,584)	-395.2%	(123,946)	(7,115)
Partidas relacionadas con actividades de inversión	117,150	122,686	4.7%	5,537	9,429
Depreciación y amortización	105,061	111,906	6.5%	6,845	8,600
Utilidad (pérdida) por venta de activo fijo	-	(2,354)	0.0%	(2,354)	(181)
Efecto neto de compañías asociadas subsidiarias no consolidadas	(2,064)	155	107.5%	2,219	12
Pozos no exitosos	9,102	8,437	-7.3%	(666)	648
Dividendos cobrados	-	(914)	0.0%	(914)	(70)
Actualización del valor presente de provisión de taponamiento	1,508	157	-89.6%	(1,352)	12
Realización de ganancias y pérdidas netas por inversiones disponibles para su venta	-	(129)	0.0%	(129)	(10)
Bajas de pozos, ductos, inmuebles y equipo	3,542	5,429	53.3%	1,887	417
Partidas relacionadas con actividades de financiamiento	(27,012)	26,266	197.2%	53,278	2,019
(Utilidad) pérdida en cambios no realizada	(53,803)	(1,499)	97.2%	52,304	(115)
Intereses a cargo (favor)	27,328	28,266	3.4%	938	2,172
Amortización de primas, descuentos, ganancias y gastos de emisión de deuda	(538)	(502)	6.7%	36	(39)
Subtotal	121,499	56,368	-53.6%	(65,131)	4,332
Flujos netos de efectivo de actividades de operación:	20,785	83,950	303.9%	63,166	6,452
Instrumentos financieros con fines de negociación	1,008	(439)	-143.6%	(1,447)	(34)
Cuentas por cobrar a clientes	6,444	10,052	56.0%	3,608	773
Inventarios	(3,817)	17,705	563.9%	21,522	1,361
Otros activos	(8,359)	(9,771)	-16.9%	(1,413)	(751)
Cuentas y gastos acumulados por pagar	2,131	2,120	-0.5%	(12)	163
Impuestos pagados	(11,668)	8,310	171.2%	19,978	639
Proveedores	4,177	(5,935)	-242.1%	(10,112)	(456)
Reserva para créditos diversos	(3,316)	4,018	221.2%	7,334	309
Reserva para beneficios a empleados	36,042	58,984	63.7%	22,942	4,533
Impuestos diferidos	(1,858)	(1,093)	41.2%	765	(84)
Flujos netos de efectivo de actividades de operación	142,283	140,318	-1.4%	(1,965)	10,784
Actividades de inversión					
Inversión de acciones	-	(208)	0.0%	(208)	(16)
Gastos de exploración	(1,601)	(630)	60.6%	971	(48)
Efectivo restringido - Fondo para fines específicos	-	1,210	0.0%	1,210	93
Venta de inversiones disponibles para su venta	-	2,870	0.0%	2,870	221
Adquisiciones de ductos, inmuebles y equipo	(124,355)	(140,719)	-13.2%	(16,363)	(10,815)
Flujos netos de efectivo de actividades de inversión	(125,956)	(137,477)	-9.1%	(11,521)	(10,565)
Efectivo excedente para aplicar en actividades de financiamiento	16,327	2,841	-82.6%	(13,486)	218
Actividades de financiamiento					
Préstamos obtenidos a través de instituciones financieras	248,447	178,796	-28.0%	(69,651)	13,741
Intereses pagados	(26,922)	(27,570)	-2.4%	(648)	(2,119)
Pagos de principal de préstamos	(237,587)	(159,354)	32.9%	78,232	(12,247)
Flujos netos de efectivo de actividades de financiamiento	(16,062)	(8,128)	49.4%	7,933	(625)
Incremento (decremento) neto efectivo y equivalentes	266	(5,287)	-2091.3%	(5,553)	(406)
Efectivo y equivalentes al inicio del ejercicio	114,977	119,235	3.7%	4,258	9,164
Efecto por cambios en el valor del efectivo	(1,007)	154	115.3%	1,161	12
Efectivo y equivalentes al final del ejercicio	114,236	114,102	-0.1%	(134)	8,769

Otros eventos relevantes

- Contrato Colectivo de Trabajo** El 29 de julio de 2013, Petróleos Mexicanos y el Sindicato de Trabajadores Petroleros de la República Mexicana suscribieron un contrato colectivo efectivo a partir del 1 de agosto de 2013. Este acuerdo otorga un aumento de 3.99% a salarios y de 1.98% a prestaciones.
- Reforma Energética** Durante julio y agosto de 2013 se enviaron al Congreso de la Unión tres iniciativas de reforma energética por parte del Presidente Enrique Peña Nieto, del Partido Acción Nacional (PAN) y del Partido de la Revolución Democrática (PRD).
- Las dos primeras contemplan modificaciones a la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos y la del PRD contempla modificaciones a leyes y reglamentos.
- Actualmente el Congreso de la Unión está revisando las propuestas y, a la fecha de realización de este documento, no se ha aprobado ninguna iniciativa al respecto.
- Régimen fiscal** El régimen fiscal de Pemex se mantendrá idéntico, sin modificación alguna, durante 2014. El 8 de septiembre de 2013, el Ejecutivo Federal presentó una propuesta de un nuevo régimen fiscal para las actividades de exploración y producción que será discutido, junto con la reforma energética, en los próximos meses.
- La propuesta considera que en un principio habría dos regímenes paralelos; el primero, denominado de asignaciones, que funcionaría igual al régimen vigente de Pemex-Exploración y Producción; y el segundo, que operaría para los contratos de utilidad compartida, incluiría el pago de regalías y de un impuesto sobre la renta.
- ExIm de Corea** El 16 de octubre de 2013, el Banco de Importaciones y Exportaciones de Corea y Petróleos Mexicanos firmaron un Memorándum de Entendimiento cuyo objetivo es abrir una línea de crédito por U.S. \$ 2 mil millones para financiar diversos proyectos de PEMEX; en particular la línea de crédito brindará financiamiento a Petróleos Mexicanos y a empresas que le presten servicios.
- Incidentes** El 20 de agosto de 2013 explotó un ducto de gas de amoniaco en Oaxaca cuando, de manera involuntaria, maquinaria pesada de una empresa privada que estaba realizando trabajos, dañó el ducto. Inmediatamente después del accidente se cerraron las válvulas. A la fecha de elaboración de este documento, lamentablemente nueve personas han fallecido, 40 personas resultaron heridas y 1,500 personas de áreas cercanas fueron evacuadas.
- El 1 de octubre de 2013 se suscitó un accidente en una planta de la Refinería Miguel Hidalgo, en Tula, mientras se efectuaban trabajos de mantenimiento, resultando 6 trabajadores lesionados. Petróleos Mexicanos procederá al análisis causa raíz del incidente.

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

Carmina Moreno
carmina.moreno@pemex.com

Arturo Limón
arturo.limon@pemex.com

Ana Lourdes Benavides
ana.lourdes.benavides@pemex.com

Celina Torres
celina.torres@pemex.com

Alejandro López
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 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 bajo las NIIF. Para mayor información en cuanto a la adopción de las NIIF, por favor consultar la Nota 23 a los estados financieros consolidados incluidos en la forma 20-F registrada ante la Securities and Exchange Commission (SEC) el 30 de abril de 2012. El EBITDA es una medida no contemplada en las NIIF emitidas por el Consejo Mexicano para la Investigación y Desarrollo de Normas de Información Financiera (CINIF). La conciliación del EBITDA se muestra en el Cuadro 35 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 prevaletante al 30 de septiembre de 2013 de Ps. 13.0119 = U.S. \$ 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 2012, 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.

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.