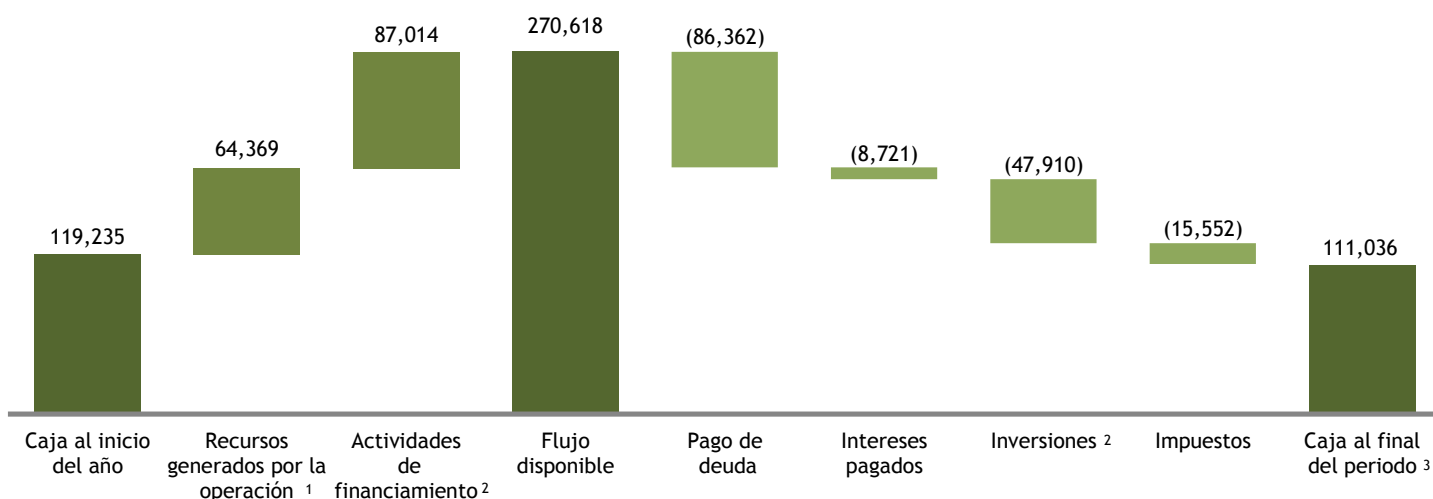


Reporte de resultados de Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias al 31 de marzo de 2013¹

Del 1 de ene. al 31 de mar.	2012 (Ps. MMM)	2013 (Ps. MMM)	Variación	2013 (U.S.\$ MMM)	Aspectos relevantes
Ventas totales	411.3	396.3	-3.7%	32.1	→ Los ingresos por ventas ascendieron a Ps. 396.3 miles de millones.
Rendimiento bruto	223.3	192.4	-13.8%	15.6	→ La producción de crudo promedió 2,544 Mbd (miles de barriles diarios).
Rendimiento de operación	251.1	201.5	-19.7%	16.3	→ El proceso total de crudo registró un incremento de 3.6% y la producción de petrolíferos aumentó 30 Mbd.
Rendimiento antes de impuestos y derechos	287.0	219.8	-23.4%	17.8	→ El EBITDA se ubicó en Ps. 268.6 miles de millones (U.S.\$21.7 miles de millones).
Impuestos y derechos	246.6	224.2	-9.1%	18.1	→ El monto de impuestos y derechos causados alcanzó Ps.224.2 miles de millones (U.S.\$18.1 miles de millones).
Pérdida neta	40.4	(4.4)		(0.4)	→ PEMEX registró una pérdida neta de Ps. 4.4 miles de millones.

Fuentes y usos de recursos al 31 de marzo de 2013
(Ps. MM)



(1) Antes de impuestos.

(2) Excluye Contratos de Obra Pública Financiada.

(3) Incluye un efecto de Ps. (1,036) millones por cambios en el valor del efectivo.

¹ PEMEX presenta este reporte para dar a conocer sus resultados financieros y operativos preliminares del primer 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 primer trimestre de 2013, que se llevará a cabo el 26 de abril 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 ene. al 31 de mar. de			
	2012	2013	Variación	
Explotación				
Total de hidrocarburos (Mbpced)	3,694	3,709	0.4%	15
Hidrocarburos líquidos (Mbd)	2,586	2,582	-0.1%	(4)
Crudo (Mbd)	2,540	2,544	0.1%	4
Condensados (Mbd)	46	38	-16.1%	(7)
Gas natural (MMpcd) ⁽¹⁾	6,380	6,463	1.3%	83
Transformación industrial				
Gas seco de plantas (MMpcd) ⁽²⁾	3,732	3,759	0.7%	27
Líquidos del gas natural (Mbd)	374	361	-3.5%	(13)
Petrolíferos (Mbd) ⁽³⁾	1,343	1,373	2.2%	30
Petroquímicos (Mt)	1,269	1,178	-7.1%	(90)

(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 1T13

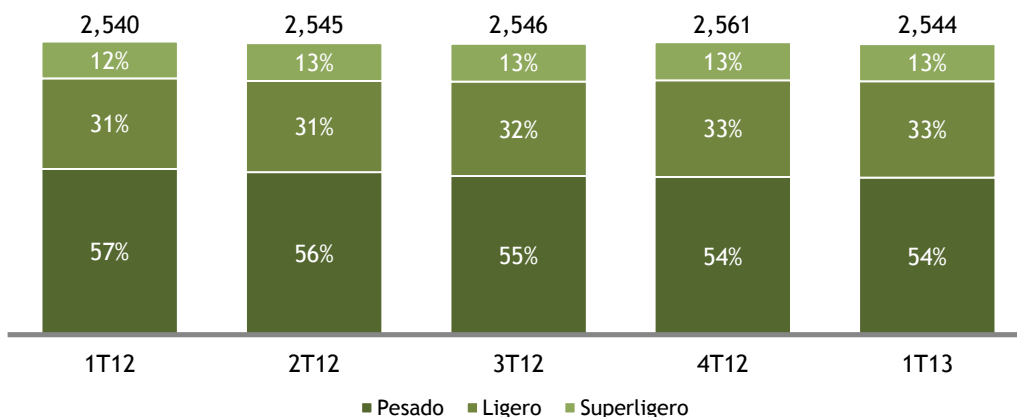
Producción de crudo

La producción total de petróleo crudo alcanzó 2,544 Mbd, 4 Mbd superior al promedio del primer trimestre de 2012. El incremento se debió a una mayor producción de crudo ligero derivada, principalmente, de los campos Kuil del Activo Abkatún-Pol Chuc, de la Región Marina Suroeste y Gasífero del Activo Veracruz, de la Región Norte. Cabe mencionar que ambos campos iniciaron producción durante el segundo semestre de 2012 y durante el primer trimestre de 2013 aportaron en conjunto un promedio de 36 Mbd.

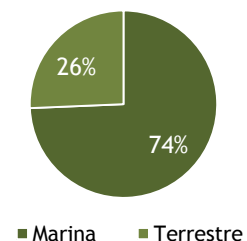
Lo anterior fue parcialmente compensado por:

- Menor producción de crudo superligero debido al incremento del flujo fraccional de agua en pozos del proyecto Delta del Grijalva, de la Región Sur.
- Menor producción de crudo pesado debido a un mantenimiento programado en el centro de producción Ku-S del Activo Ku-Maloob-Zaap, de la Región Marina Noreste, y al incremento del flujo fraccional de agua en pozos así como a la declinación natural de campos en el Activo Cantarell de la Región Marina Noreste.

Producción de crudo por tipo (Mbd)



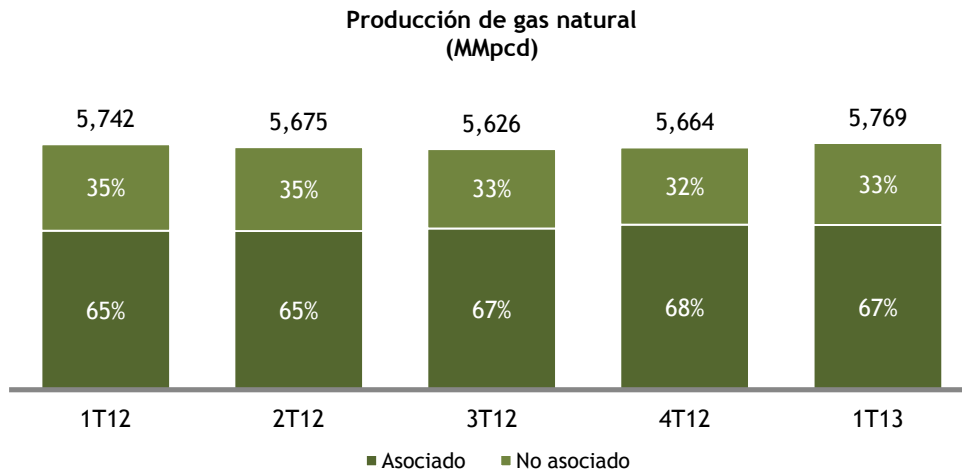
Producción de crudo por región 1T13 (Mbd)



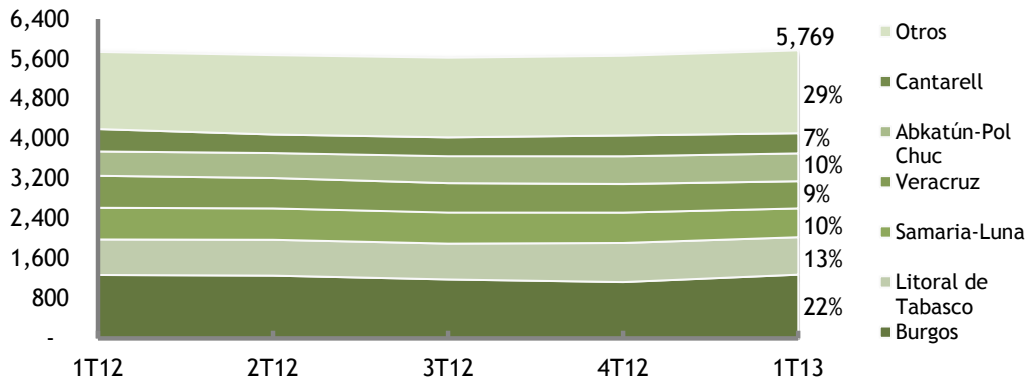
Producción de gas natural

La producción total de gas natural fue mayor en 27 MMpcd² debido, principalmente, a un aumento en la producción de gas asociado derivada de mayor producción en los Activos Abkatún-Pol-Chuc y Litoral de Tabasco, de la Región Marina Suroeste, Bellota-Jujo, de la Región Sur, y Aceite Terciario del Golfo, de la Región Norte.

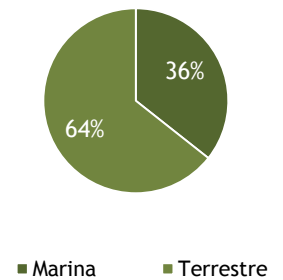
Lo anterior fue parcialmente compensado por una reducción programada de las actividades de perforación y terminación de pozos en el Activo Veracruz de la Región Norte y a la declinación natural de los campos en el Activo Macuspana-Muspac de la Región Sur.



Producción de gas natural por Activo (MMpcd)



Producción de gas natural por tipo de campo 1T13 (MMpcd)



Envío de gas a la atmósfera

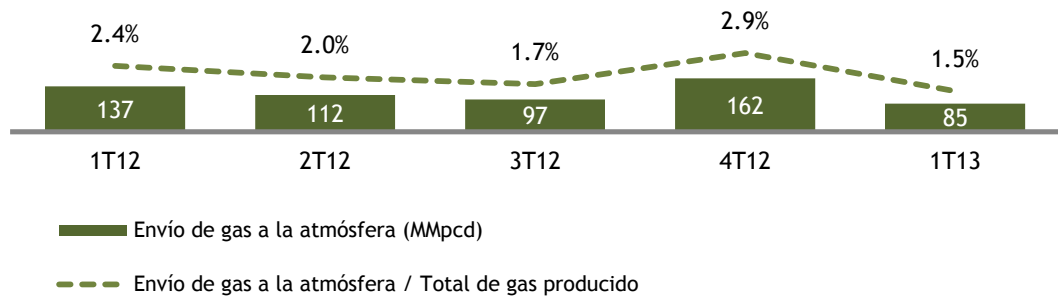
El envío de gas a la atmósfera se contrajo 38% debido, principalmente, a:

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

El aprovechamiento de gas natural fue de 98.5%.

² No incluye nitrógeno.

Envío de gas a la atmósfera

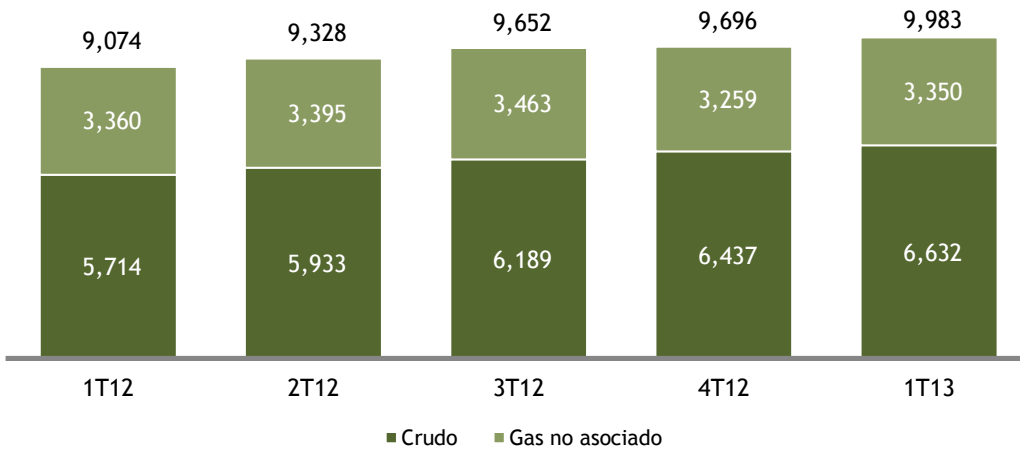


Infraestructura de operación

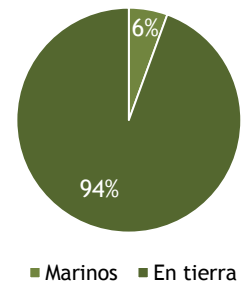
PEMEX continúa ampliando el uso de tecnología e información en sus actividades de perforación para mejorar la eficiencia y la generación de valor.

- Durante el primer trimestre del año, el promedio de número de pozos en operación ascendió a 9,983, lo cual representó un aumento de 909 pozos comparado con el primer trimestre de 2012.
- El número de equipos en operación disminuyó en 38 equipos debido, principalmente, a menor actividad en los Activos Burgos y Aceite Terciario del Golfo, de la Región Norte, y en el Activo Cinco Presidentes, de la Región Sur.
- La terminación de pozos disminuyó 3.4% por menor actividad en los Activos Burgos, Aceite Terciario del Golfo y Poza Rica-Altamira de la Región Norte. Sin embargo, se terminó 1 pozo exploratorio adicional, donde destacan las actividades en el Activo de Exploración Cuencas del Sureste Terrestre.

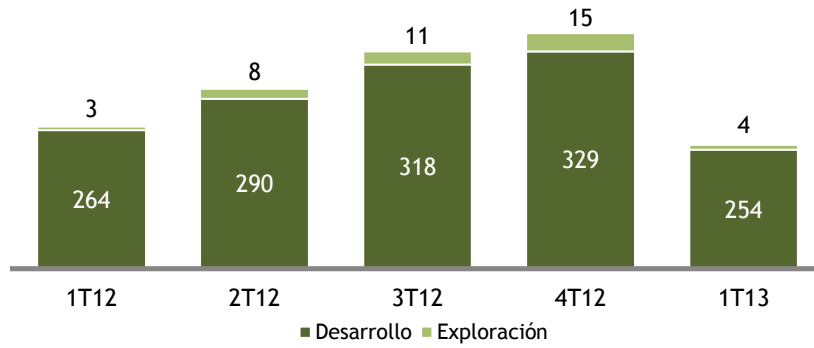
Pozos promedio en operación



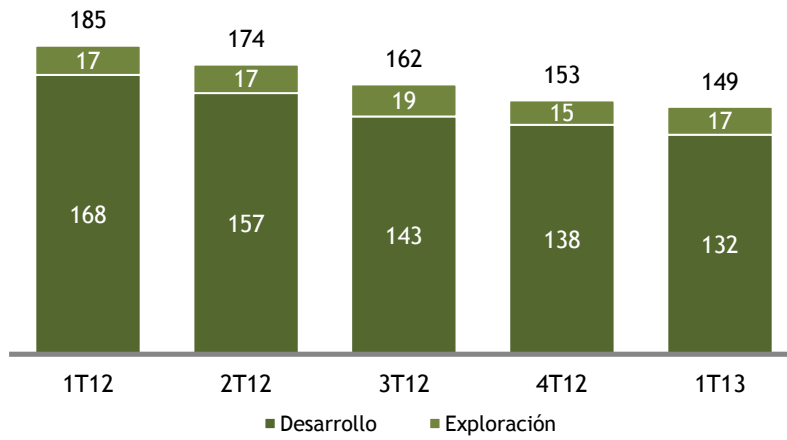
Pozos promedio en operación por tipo de campo 1T13



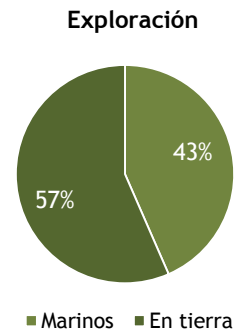
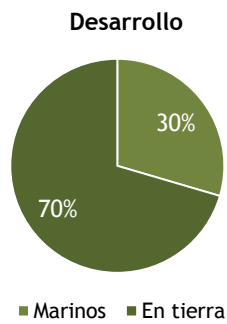
Pozos terminados



Equipos de perforación



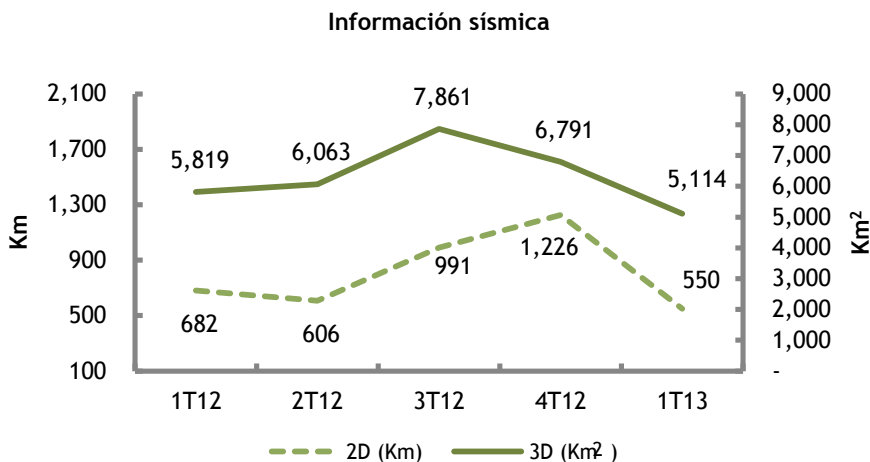
Equipos de perforación promedio por tipo 1T13



Información sísmica

La adquisición de información sísmica 2D fue de 550 km² destacando la obtención de información bidimensional en el proyecto Burgos orientada, principalmente, a la localización de recursos en lutitas, así como en las cuencas del Sureste, donde se continúa confirmando el potencial productivo de dicha región.

La información sísmica 3D se ubicó en 5,114 km², destacando la obtención de información tridimensional en aguas profundas del Golfo de México, en la Región Marina Suroeste.



Descubrimientos

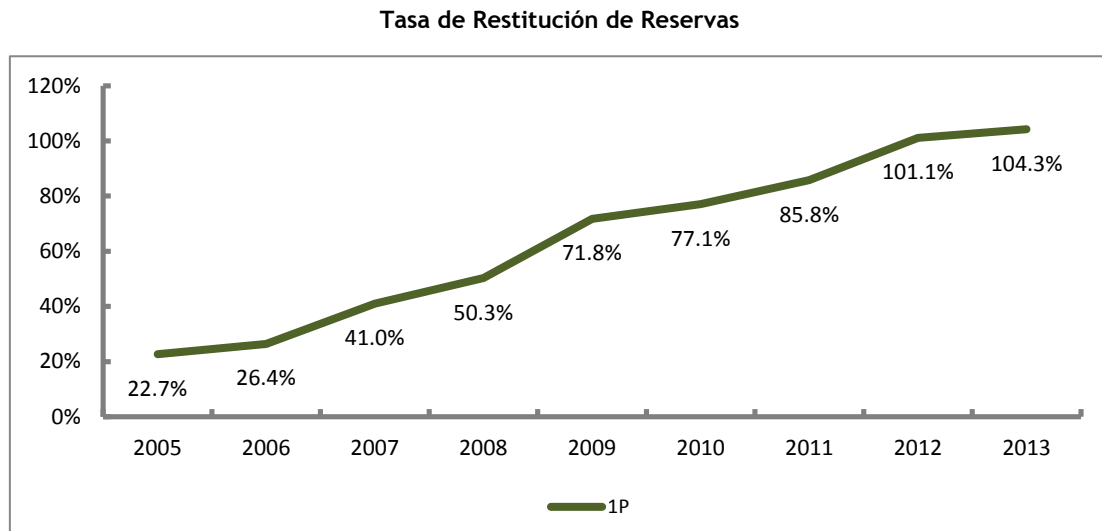
Durante el primer trimestre de 2013 el pozo Chucla 1, en el Activo Burgos, comprobó la existencia de hidrocarburos en la formación geológica Eagle Ford con una producción inicial de 24 bd de crudo y condensados y 1.9 MMpcd. Con la perforación del pozo Chucla 1 PEMEX continúa evaluando el potencial de los recursos en lutitas de México.

Cabe mencionar que durante el primer trimestre de 2013, PEMEX obtuvo la primera producción de crudo de lutitas (shale oil) de 400 bd de 38° API del pozo Anhérido 1 ubicado en la formación Pimienta.

Tasa de restitución de reservas

Al 1 de enero de 2013 la tasa de restitución de reservas probadas alcanzó 104.3%. Para mayor información sobre reservas consulte:

<http://www.ri.pemex.com/index.cfm?action=content§ionID=134&catID=12201>



Proyectos de exploración y producción

Firma de Convenio con Exxon Mobil

El 3 de abril Pemex - Exploración y Producción firmó un acuerdo, de carácter no comercial con Exxon Mobil el cual tendrá una vigencia de cinco años. La finalidad de este acuerdo, es la colaboración en materia de investigación, desarrollo científico, tecnológico y de recursos humanos en la exploración, perforación, producción, transporte y almacenamiento de hidrocarburos.

Migración de Bloque Nejo a Contratos Integrales

Derivado de los nuevos esquemas de contratación que PEMEX ha desarrollado, el 1 de marzo, entró en vigor la modificación realizada al Contrato de Obra Pública Financiada (COPF) para el desarrollo del bloque Nejo en el proyecto Burgos. Esta modificación integra algunos elementos que se presentan en los Contratos Integrales de Exploración y Producción como el incentivo por producción obtenida y recuperación de inversión.

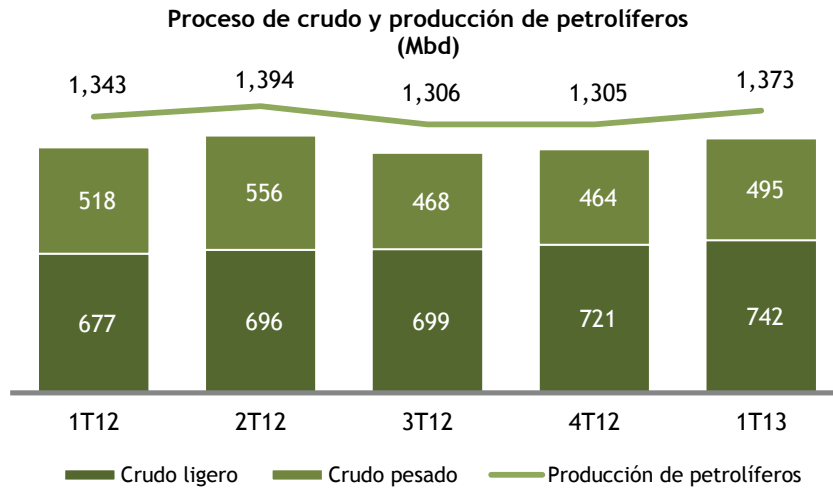
El objetivo es obtener mejores condiciones de contratación para PEMEX y el contratista, Iberoamericana de Hidrocarburos, quien realizará una inversión aproximada de U.S. \$400 millones para el desarrollo del bloque antes mencionado.

Procesos industriales

Proceso de crudo

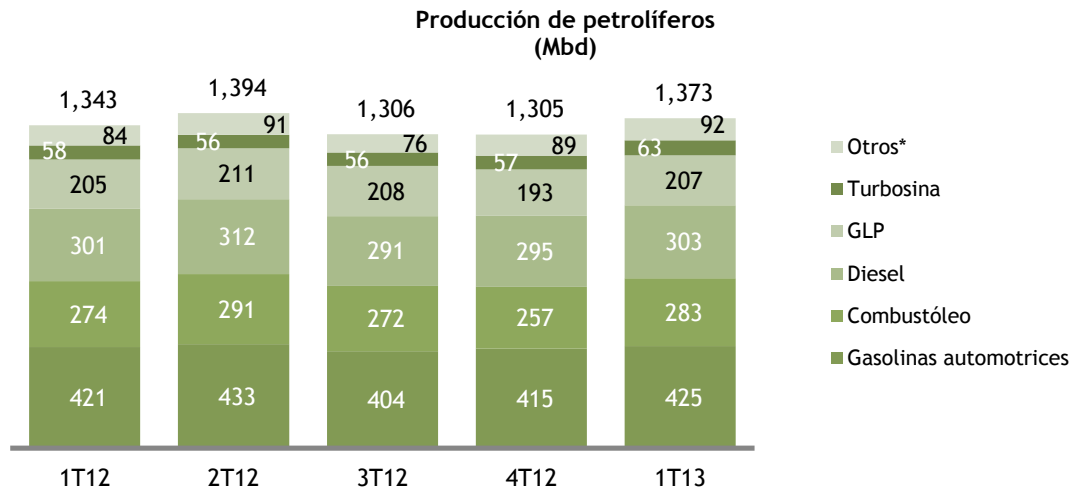
El proceso total de petróleo crudo aumentó 44 Mbd o 3.6% debido, principalmente, por mayor proceso de crudo en la refinería de Minatitlán por la normalización de operaciones de plantas del proyecto de reconfiguración.

La capacidad utilizada de destilación primaria registró un incremento de 2.7 puntos porcentuales, de 71.2% a 73.9% de su capacidad total.



Producción de petrolíferos

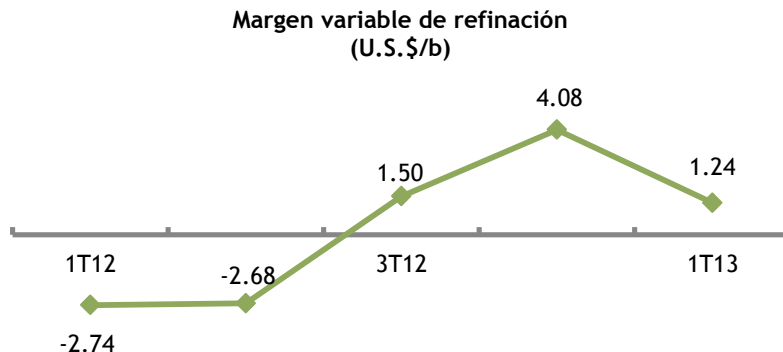
En línea con lo anterior, la producción total de petrolíferos aumentó 2.2%, o 30 Mbd, observándose incrementos en la producción de gasolinas, turbosina, combustóleo y otros



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

Margen variable de refinación

El margen variable de refinación incrementó U.S.\$3.98/b, a un margen de U.S.\$1.24/b, derivado, en gran parte, por condiciones favorables de mercado y la estabilización de plantas en Minatitlán.

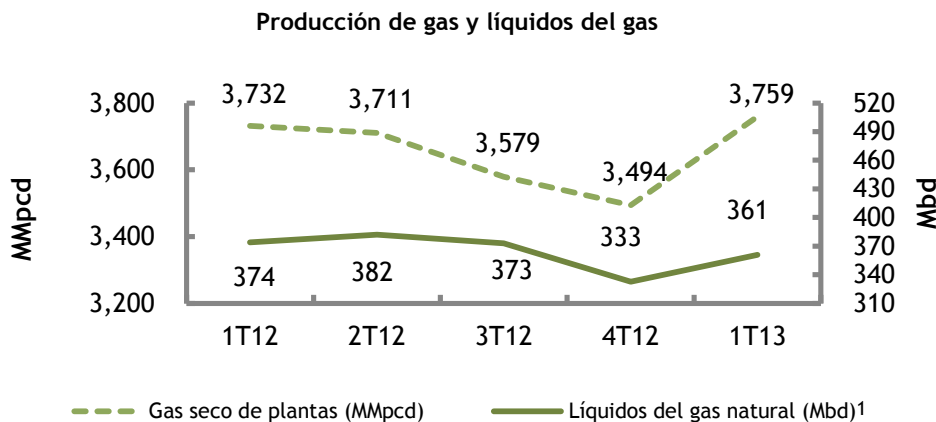
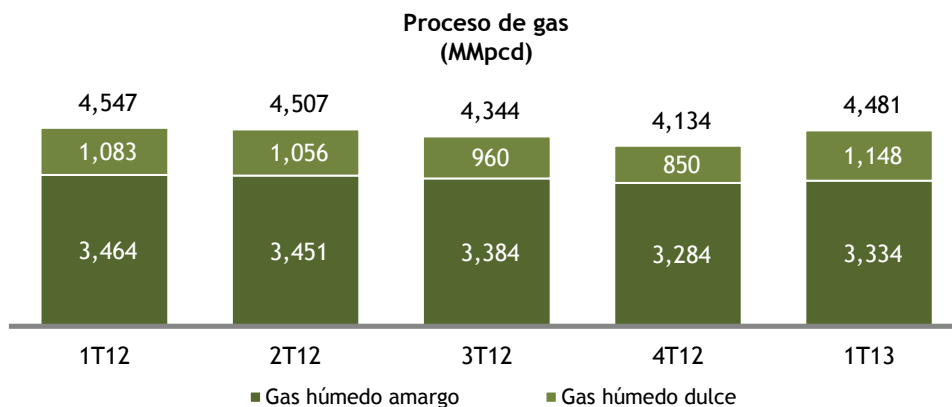


Proceso y producción de gas

El proceso de gas disminuyó 1.4%, como resultado de menor disponibilidad de gas húmedo amargo proveniente de las regiones marinas, lo que fue parcialmente compensado por mayor oferta de gas húmedo dulce en la Región Norte.

El proceso de condensados disminuyó 9 Mbd por menor oferta de condensados amargos y dulces provenientes de las regiones marinas y la Región Norte.

La producción de gas seco aumentó 27 MMpcd debido a la inyección a ductos de gas dulce de plantas y de gas terciario en tanto que la producción de líquidos del gas disminuyó 13 Mbd.



(1) Incluye el proceso de condensados.

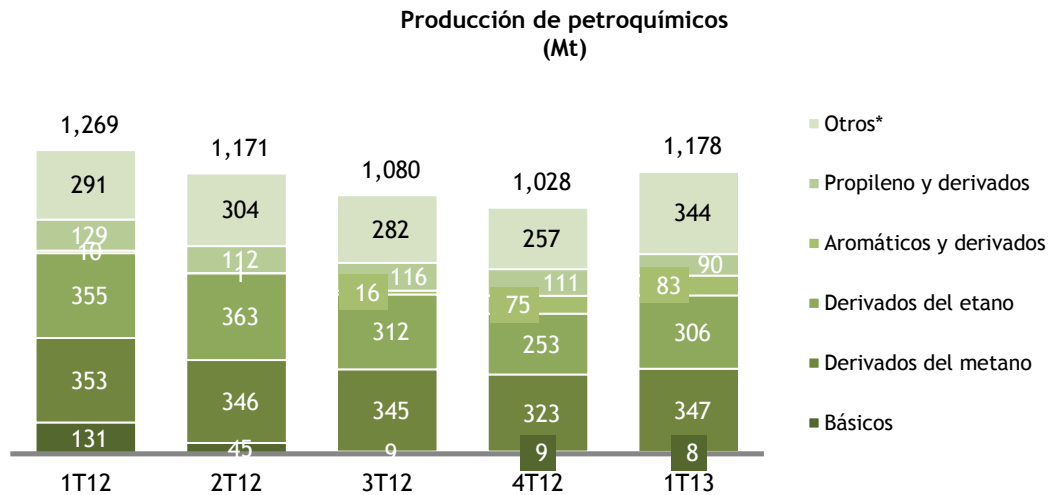
Producción de petroquímicos

La elaboración de petroquímicos descendió 7.1%, en este sentido:

- La cadena de derivados del metano registró una disminución de 1.8%, principalmente por menor demanda de fertilizantes.
- La producción en la cadena de derivados del etano disminuyó 13.8%, debido a trabajos de mantenimiento.
- La cadena de propileno y derivados se redujo 30.2% debido la salida de operación de la planta de acrilonitrilo por disponibilidad limitada de propileno.

Lo anterior fue parcialmente compensado por:

- Una aumento en la cadena de aromáticos y derivados debido a la normalización de operaciones de plantas para la producción de aromáticos y al inicio de pruebas de desempeño de la planta CCR.
- Incrementos en la producción de otros petroquímicos incluyendo gasolinas amorfas y de base octano, por la normalización de operaciones en la cadena de aromáticos y derivados.



*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

Subasta de coque de petróleo

El 21 de marzo de 2013 se llevó a cabo una subasta en línea de lotes parciales de coque de petróleo. Esta es la primera subasta en su especie mediante la cual, se espera que PEMEX obtenga un ingreso adicional a las posturas iniciales de los participantes en la subasta.

La subasta fue de 11 lotes de 200 toneladas diarias cada uno. La asignación de lotes quedó de la siguiente manera:

Empresa Ganadora	Número de Lotes
García-Munté Energía de México, S. de R.L. de C.V.	4 lotes
Cementos Mexicanos, S.A. de C.V.	3 lotes
Cementos Apasco, S.A. de C.V.	3 lotes
CYCNA de Oriente, S.A. de C.V.	1 lote

Planta de cogeneración en Complejo Procesador de Gas Nuevo Pemex.

El 19 de abril dio inicio la operación comercial de la planta de cogeneración eléctrica del Centro Procesador de Gas Nuevo Pemex.

La planta permite producir energía mediante la transformación de agua en vapor, y de gas natural en energía eléctrica. Asimismo, atiende el suministro de 190 centros de trabajo y permitirá un ahorro superior a U.S.\$150 millones por año.

Adicionalmente, sustituye equipos de menor eficiencia o que se encuentran al final de su vida útil, reduciendo de esta manera las emisiones de gases de dióxido de carbono (CO₂), así como los costos por mantenimiento.

La planta producirá 300 Mega watts por hora, equivalentes al 14.0 % de la capacidad total instalada de generación de electricidad en PEMEX.

Franquicias

El número de estaciones de servicio registradas al 31 de marzo de 2013 fue de 10,054, es decir 3.1% más que las registradas en el mismo periodo del año anterior.

Resultados financieros

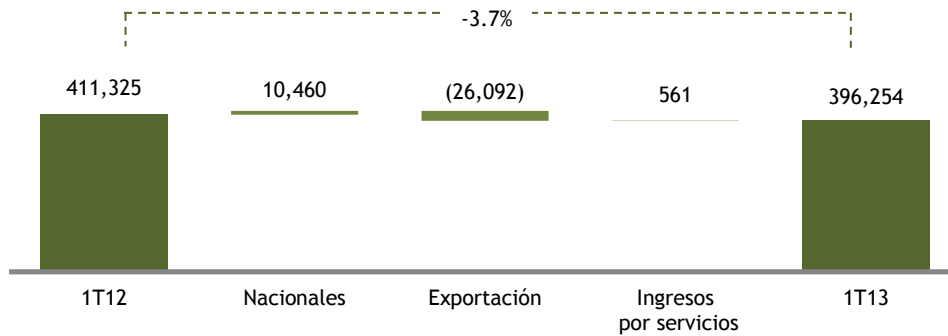
PEMEX					
Estado de resultados consolidado					
	Del 1 de ene. al 31 de mar. de				2013 (U.S.\$MM)
	2012 (Ps. MM)	2013	Variación		
Ventas totales	411,325	396,254	-3.7%	(15,071)	32,073
En México	203,558	214,019	5.1%	10,460	17,323
De exportación	206,092	180,000	-12.7%	(26,092)	14,569
Ingresos por servicios	1,675	2,236	33.5%	561	181
Costo de ventas	187,999	203,842	8.4%	15,843	16,499
Rendimiento bruto	223,326	192,412	-13.8%	(30,914)	15,574
Gastos generales	26,846	31,468	17.2%	4,623	2,547
Gastos de distribución y transportación	6,525	7,583	16.2%	1,058	614
Gastos de administración	20,321	23,885	17.5%	3,565	1,933
Otros ingresos (gastos)	54,606	40,574	-25.7%	(14,032)	3,284
IEPS devengado	55,439	34,486	-37.8%	(20,954)	2,791
Otros	(834)	6,088	830.3%	6,922	493
Rendimiento de operación	251,086	201,517	-19.7%	(49,569)	16,311
Resultado integral de financiamiento	35,733	18,507	-48.2%	(17,227)	1,498
Participación en resultados de subsidiarias y asociadas que no consolidan	164	(238)	-245.3%	(402)	(19)
Rendimiento antes de impuestos y derechos	286,983	219,786	-23.4%	(67,197)	17,790
Impuestos y derechos	246,586	224,174	-9.1%	(22,412)	18,145
Rendimiento neto	40,397	(4,388)	-110.9%	(44,785)	(355)
Otros resultados Integrales	(8,575)	(3,639)	57.6%	4,937	(295)
Utilidad (pérdida) integral	31,821	(8,027)	-125.2%	(39,848)	(650)

Ventas

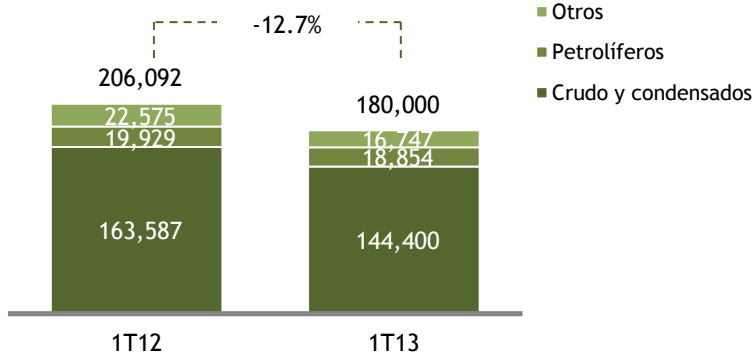
Las ventas totales disminuyeron 3.7%, principalmente como resultado de:

- La disminución de 2.5% en el volumen de crudo exportado a consecuencia de mayor demanda interna como resultado de mayor capacidad de refinación.
- Una disminución de 6% en precio de la mezcla mexicana de exportación, la cual pasó de U.S. \$111.42 por barril en el primer trimestre de 2012 a U.S.\$104.72 por barril en el primer trimestre de 2013.
- La apreciación del peso frente al dólar estadounidense de 3.8%, equivalente a Ps.¢49.4, de Ps.12.8489 por dólar en el primer trimestre de 2012 a Ps.12.3546 en el mismo trimestre de 2013.
- Una caída de 3.6% en el precio de la gasolina regular en la Costa Norteamericana del Golfo de México, de U.S.¢301.84 por galón en el primer trimestre de 2012 a U.S.¢290.86 en el mismo trimestre de 2013.
- Menores precios de ciertos productos para venta en México: combustóleo (10.2%), propileno (4.5%), turbosina (4.6%) y asfaltos (4.1%); asimismo, se registraron menores volúmenes de venta de los siguientes productos para venta en México: gasolina Magna (8.4%), diesel (2.6%), diesel marino (17.8%), combustóleo (9.6%), propileno (28.5%) y asfaltos (39.3%).
- Lo anterior fue parcialmente compensado con mayores precios de productos para venta en México de algunos productos: gasolina Magna (12%), gasolina Premium (8.9%), diesel (11.7%) y diesel industrial (11.7%); adicionalmente, se registraron mayores volúmenes de venta de gasolina Premium (49.8%) y diesel industrial (26.2%).

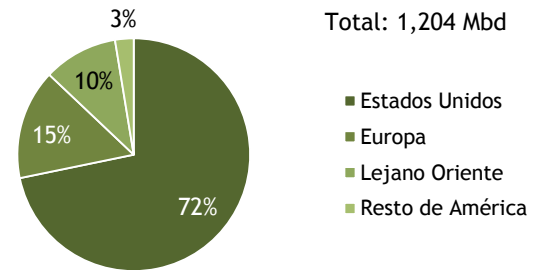
Evolución de las ventas
(Ps. MM)



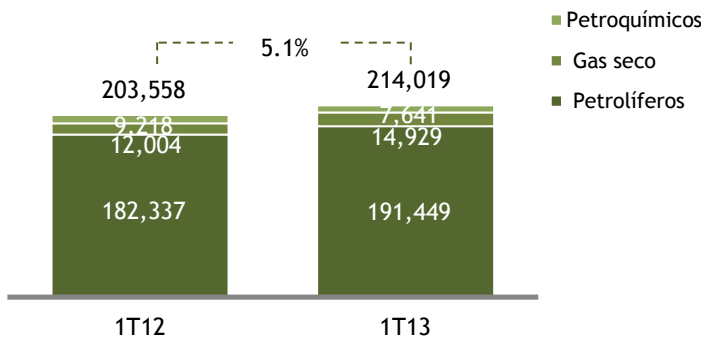
Exportaciones
(Ps. MM)



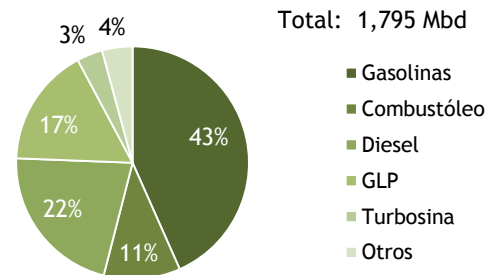
Exportaciones de crudo por destino geográfico



Ventas en México
(Ps. MM)



Ventas de Petrolíferos en México



Costos y gastos de operación

El costo de ventas registró un incremento de 8.4% principalmente como resultado de:

- Un incremento de 42.2% en el costo neto de beneficios a empleados.
- Un aumento de 10.0% en servicios personales como resultado de una modificación en nuestros procedimientos contables para el reconocimiento de prestaciones futuras.
- Un aumento de Ps. 6.6 miles de millones en la provisión de pasivos por servicios devengados.
- Un incremento en el costo por variación de inventarios a consecuencia de mayores gastos de conservación y mantenimiento, así como de otros gastos de operación.

- Lo anterior fue parcialmente compensado por: una disminución de 2.5% en la compra de productos para reventa como resultado de menores precios de hidrocarburos, así como por mayor producción interna de productos petrolíferos.

Durante el primer trimestre de 2013, los gastos generales, integrados por gastos de distribución y de administración, registraron un incremento de Ps. 4.6 miles de millones, ubicándose en Ps. 31.5 miles de millones.

En este sentido, los gastos de distribución aumentaron 16.2%, lo anterior principalmente como consecuencia de:

- Un incremento de 41.1% en el costo neto de beneficios a empleados.
- Un aumento de 7.6% en servicios personales por la modificación de nuestros procedimientos contables en el reconocimiento de prestaciones futuras.

Por otra parte, los gastos de administración se incrementaron en 17.5%, principalmente como resultado de.

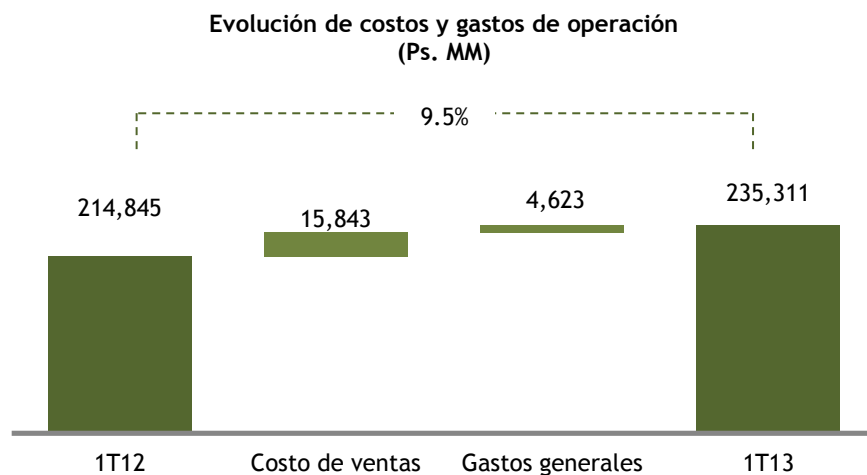
- Un incremento de 21.7% en el costo neto del periodo de beneficios a empleados.
- Un aumento de 18.0% en servicios personales por la modificación de nuestros procedimientos contables en el reconocimiento de prestaciones futuras.

Lo anterior fue parcialmente compensado por una disminución de 32.8% en seguros y fianzas.

El costo neto de beneficios a empleados registrado tanto en el costo de ventas como en los gastos generales aumentó durante el primer trimestre de 2013 como resultado de modificaciones en las hipótesis actuariales, específicamente la tasa de descuento, al cierre del ejercicio 2012.

Otros Ingresos

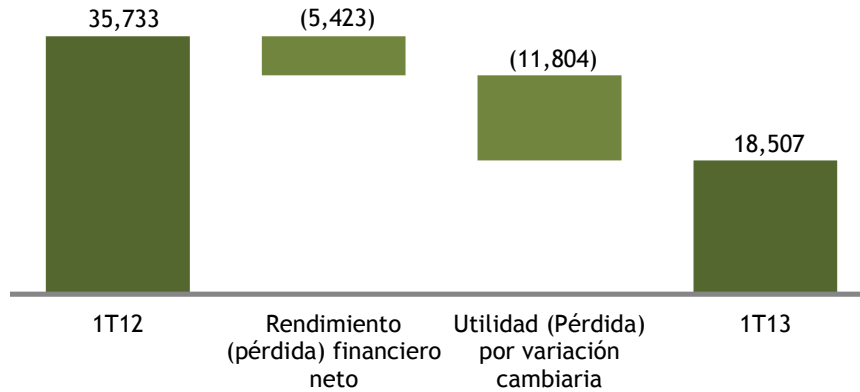
Otros ingresos (neto) disminuyeron 25.7%, principalmente como consecuencia de menores ingresos derivados de la tasa negativa del IEPS.



Resultado integral de financiamiento

Durante el primer trimestre de 2013, el resultado integral de financiamientos fue positivo, ubicándose en Ps. 18.5 miles de millones, principalmente como resultado de una apreciación del peso frente al dólar estadounidense que pasó de Ps.12.8489 por dólar en el primer trimestre de 2012 a Ps.12.3546 en el mismo trimestre de 2013.

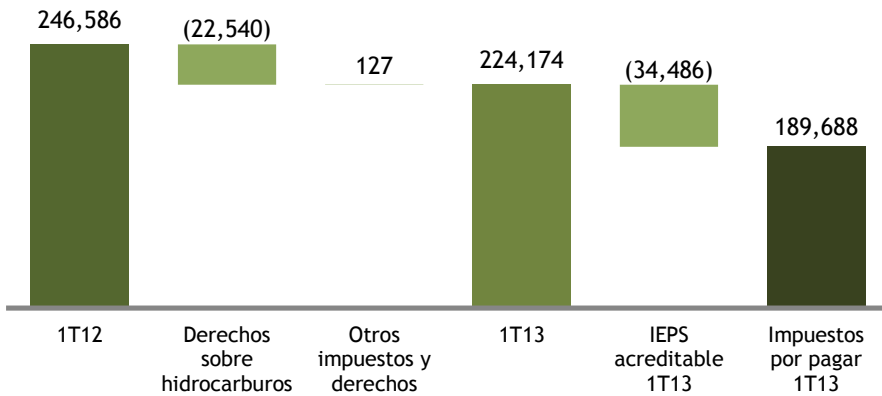
Evolución del resultado integral de financiamiento (Ps. MM)



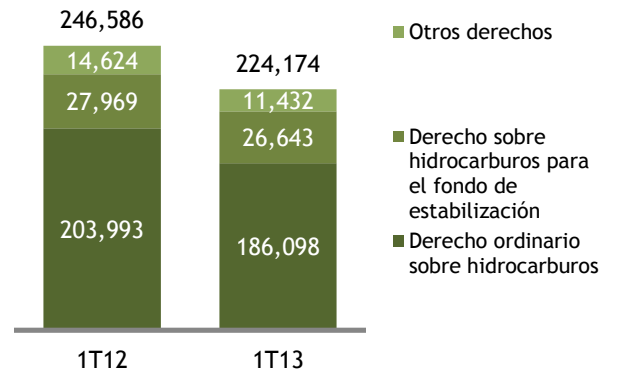
Impuestos y derechos

En el periodo, los impuestos y derechos disminuyeron 9.1% ó Ps. 22.4 miles de millones como resultado de la caída en el precio de la mezcla mexicana de exportación, de U.S.\$111.42 por barril en el primer trimestre de 2012 a U.S.\$104.72 por barril en el primer trimestre de 2013.

Evolución de los impuestos y derechos (Ps. MM)



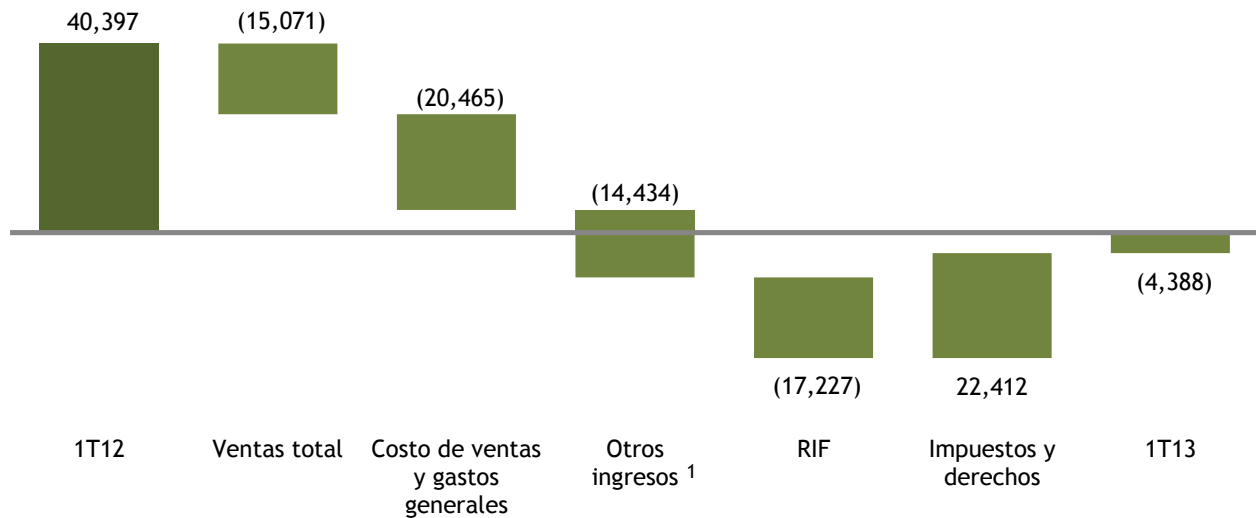
Impuestos y derechos (Ps. MM)



Rendimiento neto

Durante el trimestre se registró una pérdida neta por Ps. 4.4 miles de millones como resultado de menores ingresos por ventas, mayores costos y gastos, menor ingreso por la tasa negativa del IEPS y un menor resultado integral de financiamiento; lo anterior fue parcialmente compensado por menores impuestos y derechos.

Evolución de la pérdida neta 1T12 vs 1T13
Ps. MM



(1) Incluye la variación en la participación de subsidiarias y asociadas que no consolidan de Ps. (401.9) millones.

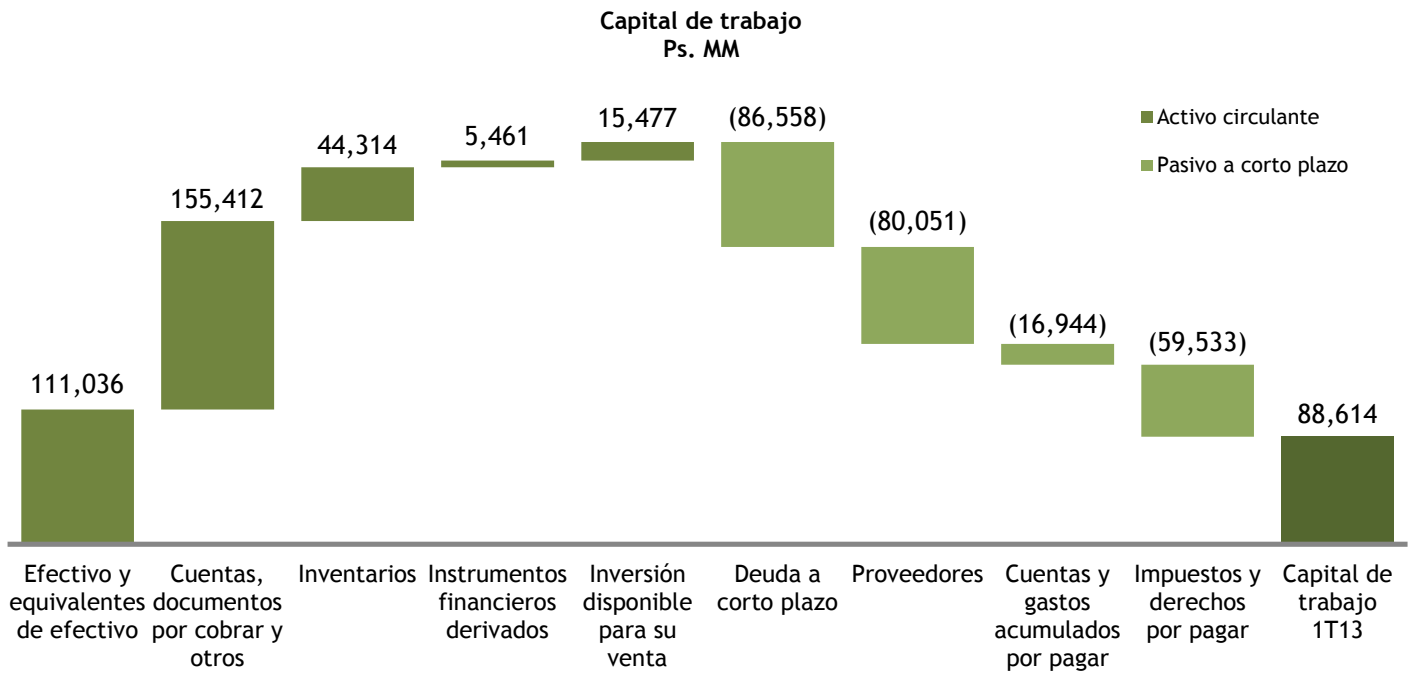
Estado de la situación financiera al 31 de marzo de 2013

PEMEX					
Balance General Consolidado					
	Al 31 de diciembre de <u>2012</u>	Al 31 de marzo de <u>2013</u>	<u>Variación</u>		<u>2013</u>
	(Ps. MM)				(U.S. \$MM)
Total activo	2,024,183	2,034,847	0.5%	10,664	164,704
Activo circulante	333,913	331,700	-0.7%	(2,214)	26,848
Efectivo y equivalentes de efectivo	119,235	111,036	-6.9%	(8,199)	8,987
Cuentas, documentos por cobrar y otros	133,010	155,412	16.8%	22,402	12,579
Inventarios	56,848	44,314	-22.0%	(12,534)	3,587
de productos	51,951	40,141	-22.7%	(11,811)	3,249
de materiales	4,896	4,173	-14.8%	(723)	338
Instrumentos financieros derivados	9,050	5,461	-39.7%	(3,589)	442
Inversión disponible para su venta	15,771	15,477	-1.9%	(294)	1,253
Inversión en acciones y valores	17,252	15,182	-12.0%	(2,070)	1,229
Propiedades, mobiliario y equipo	1,658,734	1,671,811	0.8%	13,077	135,319
Otros activos	14,284	16,154	13.1%	1,871	1,308
Total pasivo	2,295,249	2,313,940	0.8%	18,691	187,294
Pasivo de corto plazo	235,804	243,086	3.1%	7,282	19,676
Deuda a corto plazo	114,241	86,558	-24.2%	(27,683)	7,006
Proveedores	61,513	80,051	30.1%	18,538	6,479
Cuentas y gastos acumulados por pagar	16,068	16,944	5.4%	875	1,371
Impuestos y derechos por pagar	43,981	59,533	35.4%	15,552	4,819
Pasivo a largo plazo	2,059,445	2,070,854	0.6%	11,409	167,618
Deuda a largo plazo	672,618	665,980	-1.0%	(6,638)	53,905
Reserva para créditos diversos y otros	70,149	70,290	0.2%	141	5,689
Reserva para beneficios a los empleados	1,288,541	1,308,207	1.5%	19,666	105,888
Impuestos diferidos	28,138	26,377	-6.3%	(1,761)	2,135
Total patrimonio	(271,066)	(279,093)	3.0%	(8,027)	(22,590)
Total pasivo y patrimonio	2,024,183	2,034,847	0.5%	10,664	164,704

Capital de trabajo

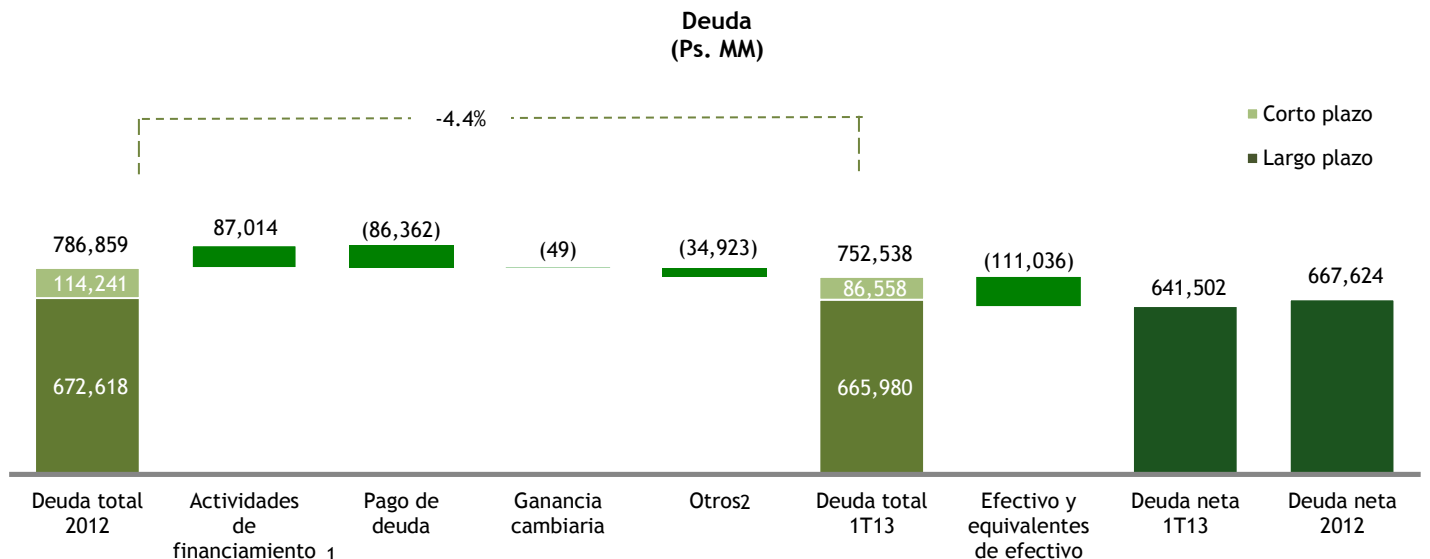
Al 31 de marzo de 2013, el capital de trabajo se ubicó en Ps. 88.6 miles de millones como resultado de:

- Una disminución marginal en el activo circulante por Ps. 2.2 miles de millones, equivalente a 0.7%. Lo anterior es principalmente resultado de una disminución en el valor de inventarios.
- Un incremento en el pasivo de corto plazo por Ps. 7.3 miles de millones, equivalente a 3.1%, como consecuencia de mayores pagos pendientes a proveedores, así como impuestos, derechos y aprovechamientos por pagar.



Deuda

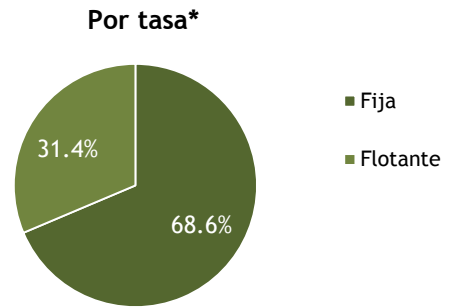
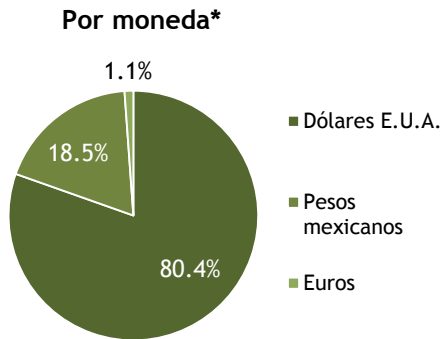
La deuda total registró una disminución de 4.4% principalmente como resultado de la apreciación del peso frente al dólar de 3.8%.



1) Excluye Contratos de Obra Pública Financiada.

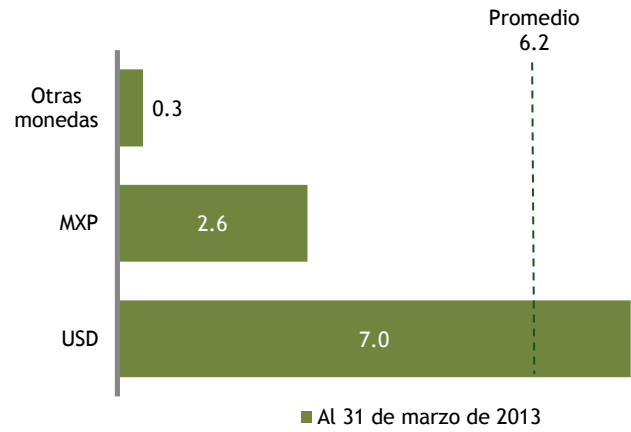
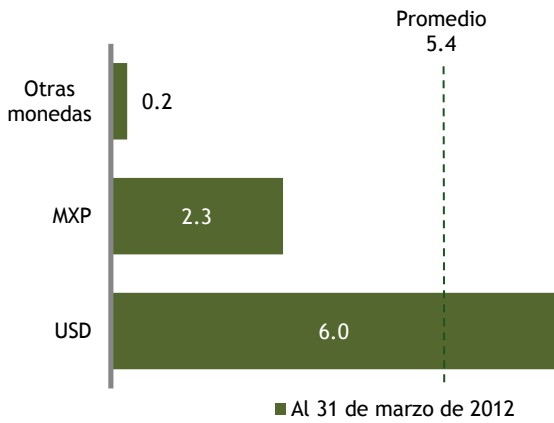
2) Incluye intereses devengados, comisiones y gastos por emisión de deuda, pérdidas sobre par, Contratos de Obra Pública Financiada y costo amortizado.

Deuda al 31 de marzo de 2013
(Ps. MM)



*Incluye instrumentos financieros derivados.

Vida promedio
(años)



*Incluye instrumentos financieros derivados.

Actividades de inversión

Ejercicio 1T13 Durante el primer trimestre de 2013 se ejercieron Ps. 58.5 miles de millones, lo que representa 18% de la inversión programada para 2013; se distribuyó de la siguiente forma:

- Ps. 53.1 miles de millones a Exploración y Producción, de los cuales Ps. 4.4 miles de millones se destinaron a exploración;
- Ps. 3.5 miles de millones a Refinación;
- Ps. 1.1 miles de millones a Gas y Petroquímica Básica
- Ps. 0.5 mil millones a Petroquímica
- Ps. 0.3 mil millones al Corporativo

Actividades de financiamiento

Mercados de capitales

- 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.
- El 22 de marzo Petróleos Mexicanos realizó una emisión de Certificados Bursátiles por un monto de Ps. 2.5 mil millones que es una reapertura de la emisión con vencimiento en 2017 y tasa TIEE 28 más 18 puntos base.

COPFS Durante el primer trimestre de 2013, Petróleos Mexicanos obtuvo U.S.\$ 80.3 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 31 de marzo de 2013, Petróleos Mexicanos cuenta con líneas de crédito revolventes por U.S.\$2.5 mil millones y Ps.10.0 mil millones, ambas líneas de crédito se encuentran totalmente disponibles.

PEMEX
Estados consolidados de flujo de efectivo

	Al 31 de marzo de		Variación	2013	
	2012	2013		(U.S.\$MM)	
	(Ps. MM)				
Actividades de operación					
Utilidad antes de impuestos a la utilidad	40,397	(4,388)	-110.9%	(44,785)	(355)
Partidas relacionadas con actividades de inversión	36,772	36,947	0.5%	174	2,991
Depreciación y amortización	33,436	36,639	9.6%	3,203	2,966
Efectos de compañías asociadas subsidiarias no consolidadas	164	(238)	-245.3%	(402)	(19)
Pozos no exitosos	2,860	803	-71.9%	(2,057)	65
(Utilidad) pérdida en cambios no realizada provisión de pozos	-	(318)	0.0%	(318)	(26)
Bajas de propiedades maquinaria y equipo	312	61	-80.5%	(251)	5
Partidas relacionadas con actividades de financiamiento	(45,390)	(27,271)	39.9%	18,119	(2,207)
(Utilidad) pérdida en cambios no realizada	(269)	-	100.0%	269	-
Intereses a cargo (favor)	8,582	8,672	1.0%	90	702
Efecto de valuación de instrumentos financieros	(53,703)	(35,943)	33.1%	17,761	(2,909)
Subtotal	31,779	5,288	-83.4%	(26,492)	428
Flujos netos de efectivo de actividades de operación:	(6,594)	43,528	760.1%	50,123	3,523
Instrumentos financieros	(3,627)	5,259	245.0%	8,887	426
Cuentas por cobrar a clientes	(260)	(22,402)	-8524.9%	(22,143)	(1,813)
Inventarios	(5,463)	12,534	329.4%	17,997	1,014
Otros activos	(1,002)	(3,480)	-247.4%	(2,478)	(282)
Cuentas y gastos acumulados por pagar	(2,616)	(795)	69.6%	1,821	(64)
Impuestos pagados	514	15,552	2927.7%	15,039	1,259
Proveedores	3,211	18,538	477.4%	15,327	1,500
Reserva para créditos diversos y otros	1,000	(677)	-167.6%	(1,677)	(55)
Aportaciones y pagos por beneficios a empleados	2,224	19,666	784.5%	17,443	1,592
Impuestos diferidos	(575)	(667)	-16.1%	(93)	(54)
Flujos netos de efectivo de actividades de operación	25,185	48,816	93.8%	23,631	3,951
Actividades de inversión					
Gastos de exploración	(2,355)	(288)	87.8%	2,067	(23)
Adquisiciones de propiedades, mobiliario y equipo	(37,148)	(47,622)	-28.2%	(10,474)	(3,855)
Flujos netos de efectivo de actividades de inversión	(39,502)	(47,910)	-21.3%	(8,407)	(3,878)
Insuficiencia de efectivo para aplicar en actividades de financiamiento	(14,317)	906	106.3%	15,224	73
Actividades de financiamiento					
Prestamos obtenidos a través de instituciones financieras	83,411	87,014	4.3%	3,603	7,043
Intereses pagados	(9,513)	(8,721)	8.3%	792	(706)
Pagos de principal a préstamos	(65,880)	(86,362)	-31.1%	(20,483)	(6,990)
Flujos netos de efectivo de actividades de financiamiento	8,018	(8,069)	-200.6%	(16,088)	(653)
Incremento (decremento) neto efectivo y equivalentes	(6,299)	(7,163)	-13.7%	(864)	(580)
Efectivo y equivalentes al inicio del ejercicio	114,977	119,235	3.7%	4,258	9,651
Efecto por cambios en el valor del efectivo	(223)	(1,036)	-365.6%	(814)	(84)
Efectivo y equivalentes al final del ejercicio	108,455	111,036	2.4%	2,581	8,987

Otros eventos relevantes

Nuevos Nombramientos

El 26 de febrero, la Secretaría de la Función Pública dio a conocer el nombramiento de los nuevos responsables de los Órganos Internos de Control de Petróleos Mexicanos, sus organismos subsidiarios, PMI Comercio Internacional y del Instituto Mexicano del Petróleo

Petróleos Mexicanos

Mtro. Antonio Domínguez Sagols - Titular del Órgano de Control

Pemex Gas y Petroquímica Básica

Dr. Armando de Luna Ávila - Titular del Órgano de Control

Pemex Refinación

C.P. Luis Alberto Ramos Padilla - Titular del Órgano de Control

Pemex Exploración y Producción

C.P. Daniel Ramírez Ruiz - Titular del Órgano de Control

Pemex Petroquímica

C.P. Alejandro Valencia López - Titular del Órgano de Control

P.M.I. Comercio Internacional, S.A. DE C.V.

Mtro. Luis Fernández Tovar - Titular del Órgano de Control

Instituto Mexicano Del Petróleo

Lic. Alfredo Rivera Vázquez - Titular del Órgano de Control

Acuerdos firmados en Asia.

El 8 de abril, PEMEX firmó un contrato comercial con la empresa Unipecc, subsidiaria de la petrolera SINOPEC, con el fin de fortalecer las relaciones comerciales entre ambas partes e impulsar la exportación de petróleo a China. El acuerdo contempla la exportación de al menos 30 mbd y tiene una vigencia de 2 años.

Adicionalmente PEMEX firmó dos memorándums de entendimiento con las empresas petroleras CNPC y Xinxing, ambas de origen chino, con la finalidad de establecer relaciones de colaboración en materia de investigación, desarrollo científico y tecnológico.

El 9 de abril, PEMEX firmó un memorándum de entendimiento y cooperación con la empresa japonesa Mitsui Corporation, Ltd., el cual pretende desarrollar un gasoducto que permitirá la importación de gas de Estados Unidos hacia México. El proyecto del gasoducto Tucson - Sásabe abarca aproximadamente 100 km y la inversión estimada será de U.S. \$460 millones.

Renovación de Flota

En enero, marzo y abril de 2013, PEMEX recibió los buques-tanque ecológicos, "Centla", "Jaguaroundi", "Texistepec" y "Rarámuri" construidos bajo los más altos estándares ambientales y tecnológicos. Éstos pueden almacenar hasta 320 mb cada uno, con lo cual, además de reducir el promedio de antigüedad de la flota, se incrementa la capacidad instalada, compuesta actualmente por 19 embarcaciones.

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

Cristina Arista

delia.cristina.arista@pemex.com

Carmina Moreno

carmina.moreno@pemex.com

Ana Lourdes Benavides

ana.lourdes.benavides@pemex.com

Arturo Limón

arturo.limon@pemex.com

Alejandro López

delia.cristina.arista@pemex.com

Cristina Pérez

cristina.perez@pemex.com

Variaciones

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

Redondeo

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

Información financiera

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

- De conformidad con la NIF B-10 "Efectos de la inflación", las cifras de 2009 y 2012 de los estados financieros están expresadas en términos nominales.
- De conformidad con la NIF B-3 "Estado de resultados" y la NIF C-10 "Instrumentos financieros derivados y operaciones de cobertura", el rendimiento y costo financiero del Resultado integral de financiamiento incluyen el efecto de derivados financieros.
- El EBITDA es una medida no contemplada en las NIF emitidas por el CINIF.

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

Conversiones cambiarias

Para fines de referencia, las conversiones cambiarias de pesos a dólares de los E.U.A. se han realizado al tipo de cambio prevaleciente al 31 de marzo de 2013 de Ps. 12.3546 = 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 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. S