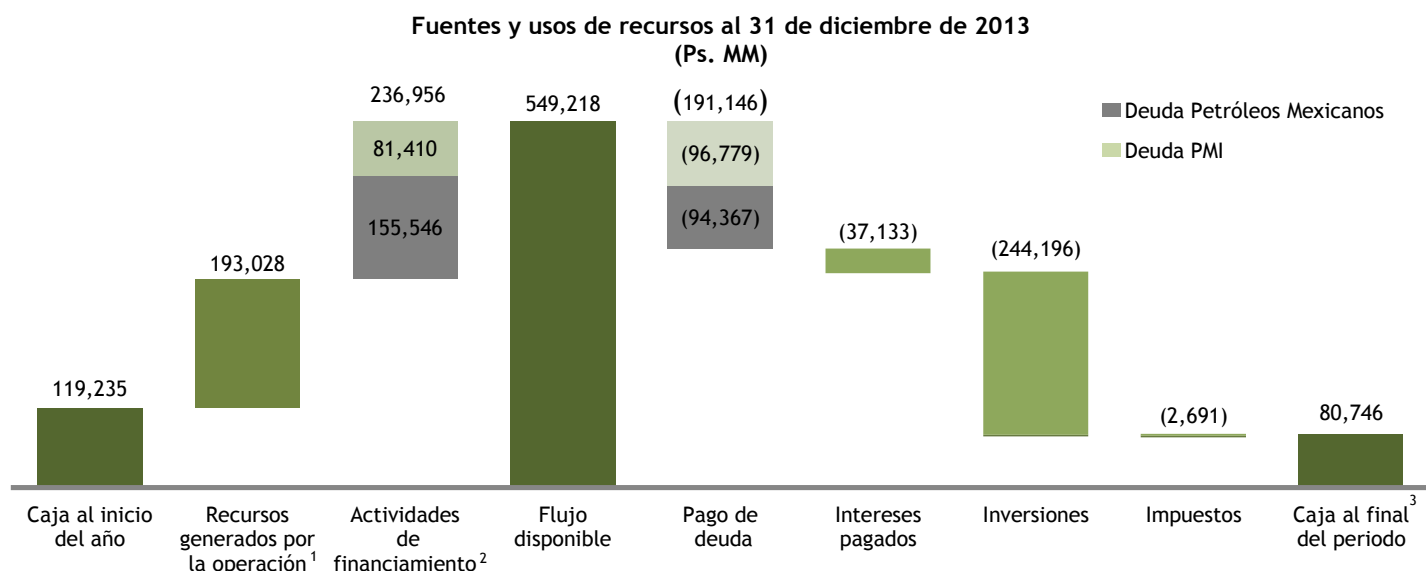


Reporte de resultados dictaminados de Petr6leos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compa1as Subsidiarias al 31 de diciembre de 2013¹

Del 1 de oct. al 31 de dic.	2012 (Ps. MMM)	2013 (Ps. MMM)	Variaci6n	2013 (U.S.\$ MMM)	Aspectos relevantes
Ventas totales	420.6	409.5	-2.6%	31.3	→ La producci6n total de hidrocarburos alcanz6 3.7 MMbpce, la producci6n de petr6leo crudo disminuy6 1.5% en tanto que la de gas aument6 0.8%.
Rendimiento bruto	189.8	185.9	-2.1%	14.2	→ Los procesos industriales registraron una tendencia a la alza con mayor producci6n de petrol6feros, gas seco y petroqu6micos.
Rendimiento de operaci6n	202.2	136.5	-32.5%	10.4	→ El precio promedio de la mezcla mexicana de exportaci6n disminuy6 4.7%, pas6 de U.S.\$96.36 a U.S.\$91.84.
Rendimiento antes de impuestos y derechos	185.9	128.8	-30.7%	9.8	→ El precio promedio de la gasolina regular en la Costa Norteamericana del Golfo de M6xico disminuy6 2.4%, de U.S.\$280.12 a U.S.\$273.40.
Impuestos y derechos	214.6	206.3	-3.9%	15.8	→ Los impuestos y derechos representaron el 160% del rendimiento antes de impuestos.
Rendimiento (p6rdida) neta	(28.8)	(77.5)		(5.9)	→ El EBITDA se ubic6 en Ps. 197.9 miles de millones (U.S. \$15.1 miles de millones).

Acr6nimos usados: miles de millones (MMM), millones (MM), miles de barriles diarios (Mbd), millones de barriles de petr6leo crudo equivalente (MMbpce), millones de pies c6bicos diarios (MMpcd), miles de toneladas (Mt).



(1) Antes de impuestos.

(2) Excluye Contratos de Obra P6blica Financiada.

(3) Incluye un efecto de Ps. 5,112 millones por cambios en el valor del efectivo y de Ps. 1,583 millones por ajustes en incremento al patrimonio por el Gobierno Federal.

Resultados operativos

PEMEX								
Principales estadísticas de producción								
	Del 1 de octubre al 31 de diciembre de				Del 1 de enero al 31 de diciembre de			
	2012	2013	Variación		2012	2013	Variación	
Explotación								
Total de hidrocarburos (Mbpced)	3,703	3,668	-0.9%	(35)	3,697	3,653	-1.2%	(45)
Hidrocarburos líquidos (Mbd)	2,594	2,566	-1.1%	(28)	2,588	2,564	-1.0%	(25)
Crudo (Mbd)	2,561	2,523	-1.5%	(37)	2,548	2,522	-1.0%	(26)
Condensados (Mbd)	33	43	29.7%	10	41	42	2.6%	1
Gas natural (MMpcd) ⁽¹⁾	6,363	6,416	0.8%	52	6,385	6,370	-0.2%	(14)
Transformación industrial								
Gas seco de plantas (MMpcd) ⁽²⁾	3,494	3,660	4.8%	166	3,628	3,693	1.8%	65
Líquidos del gas natural (Mbd)	333	364	9.5%	31	365	362	-1.0%	(4)
Petrolíferos (Mbd) ⁽³⁾	1,305	1,337	2.5%	32	1,337	1,386	3.7%	49
Petroquímicos (Mt)	1,138	1,291	13.5%	154	3,712	4,160	12.1%	448

(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 4T13

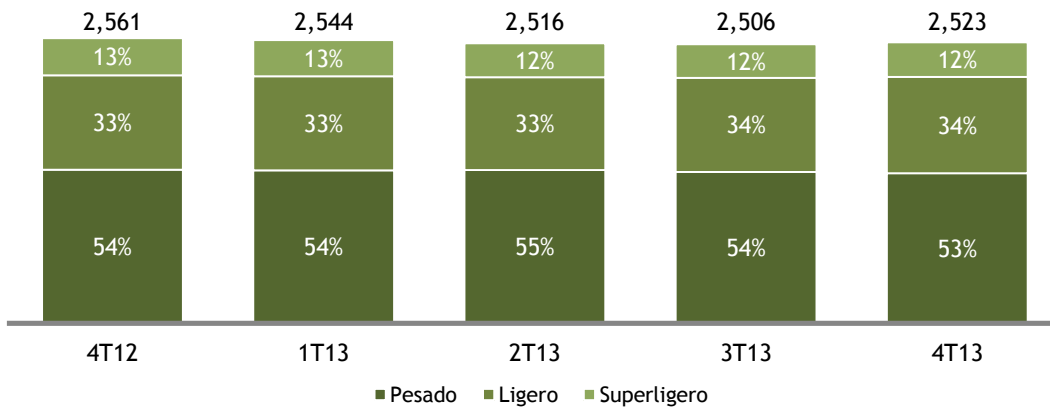
Producción de crudo

La producción total de petróleo crudo alcanzó 2,523 Mbd, 1.5% inferior al promedio del cuarto trimestre de 2012. La diferencia fue resultado de:

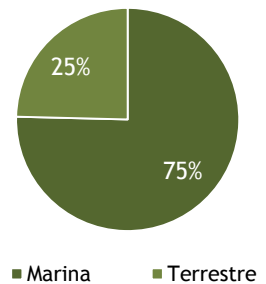
- Una disminución de 2.4% en la producción de crudo pesado, debido a la declinación natural de campos y al incremento del flujo fraccional de agua en el Activo Cantarell, de la Región Marina Noreste.
- Una disminución de 6.4% en la producción de crudo súperligero, debido al incremento del flujo fraccional 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 del proyecto Crudo Ligero Marino, de la Región Marina Suroeste.

Lo anterior fue parcialmente compensado por un incremento de 2.0% en la producción de crudo ligero resultado, principalmente, de mayor producción en los campos Kuil, Onel, Chuhuk y Tsimín de la Región Marina Suroeste, Kambesah de la Región Marina Noreste y Gasífero de la Región Norte. Cabe mencionar que los campos Kuil y Gasífero iniciaron producción en el segundo semestre de 2012, Kambesah y Onel iniciaron producción durante el primer trimestre de 2013 y Chuhuk durante el segundo trimestre de 2013. Al cierre de 2013, la producción promedio de estos campos fue de 171 Mbd.

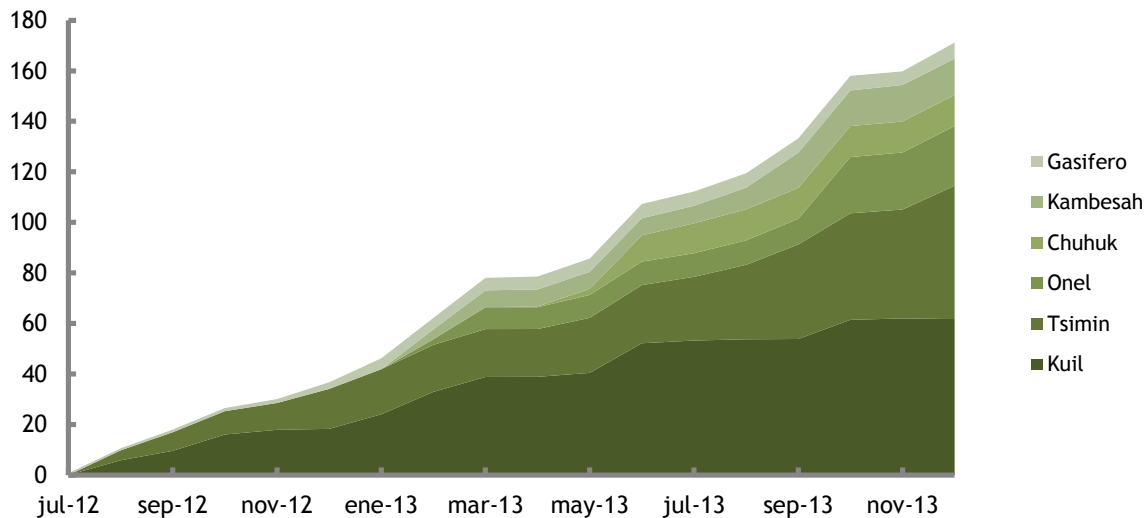
Producción de crudo por tipo (Mbd)



Producción de crudo por región 4T13



Producción de crudo por campo (Mbd)



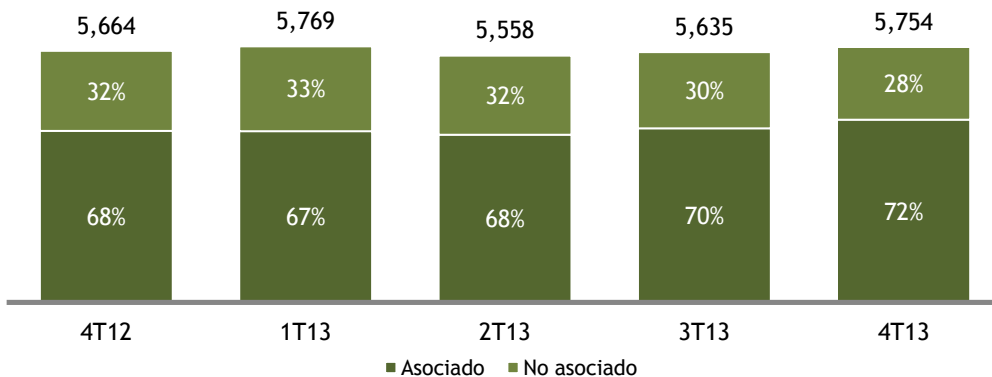
Producción de gas natural

La producción de gas natural durante el cuarto trimestre de 2013 incrementó en 1.6%², respecto al mismo periodo del 2012. Esto se debió, principalmente, a mayor producción de gas asociado en 6.5%, debido a incrementos en los activos Ku-Maloob-Zaap, de la Región Marina Noreste, Bellota-Jujo, de la Región Sur y Abkatún-Pol Chuc, de la Región Marina Suroeste.

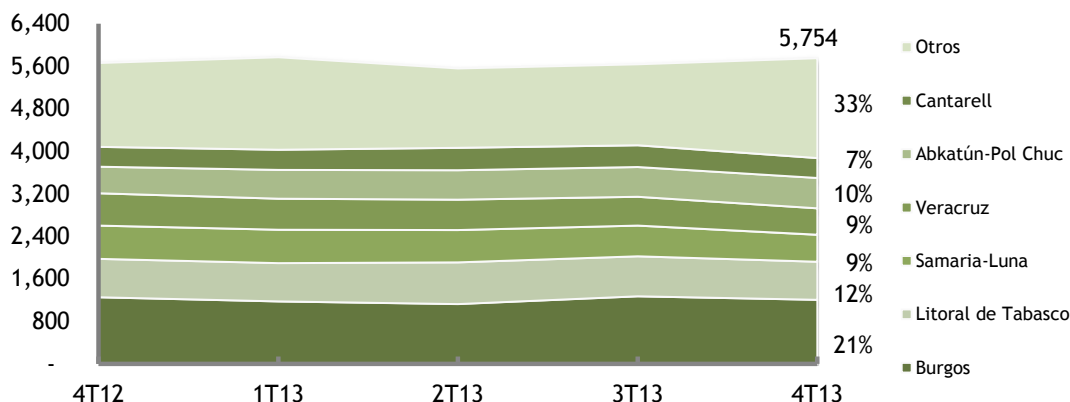
Lo anterior fue parcialmente contrarrestado por menor producción de gas no asociado en 8.8% derivado de la reducción programada de actividades de perforación y terminación de pozos en los Activos Burgos y Veracruz, de la Región Norte.

² No incluye nitrógeno

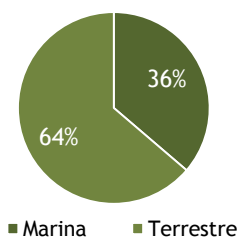
Producción de gas natural (MMpcd)



Producción de gas natural por Activo (MMpcd)



Producción de gas natural por tipo de campo 4T13



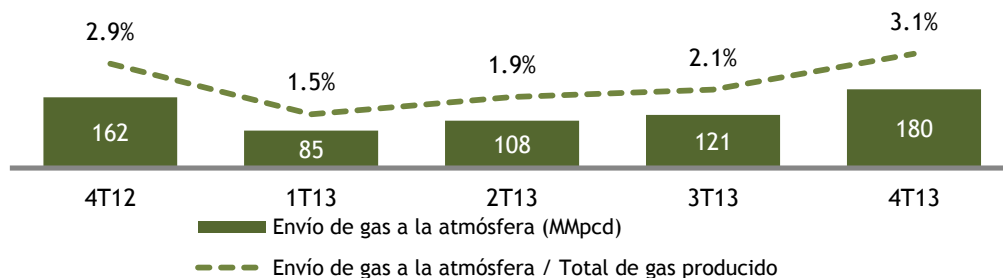
Envío de gas a la atmósfera

El envío de gas a la atmósfera aumentó 18 MMpcd debido, principalmente, a:

- La ejecución de las libranzas en las plataformas Akal-J2 y Akal-C8, en el Activo Cantarell, de la Región Marina Noreste.
- El mantenimiento efectuado en la planta número 1 del Centro Procesador de Gas Cd. Pemex, en el estado de Tabasco.

En este contexto, el aprovechamiento del gas durante el cuarto trimestre de 2013 ascendió a 96.9%.

Envío de gas a la atmósfera



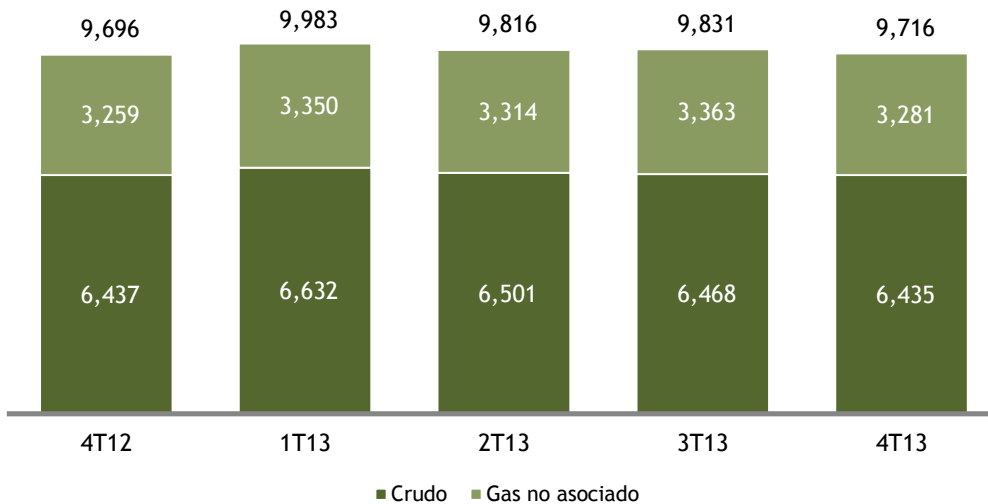
Infraestructura de operación

El promedio de número de pozos en operación fue de 9,716, 20 pozos más que el promedio del cuarto trimestre de 2012.

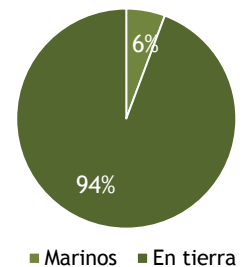
La terminación de pozos de desarrollo disminuyó en 160 pozos debido a una menor actividad programada en los Activos Aceite Terciario del Golfo (ATG), Burgos y Poza Rica-Altamira de la Región Norte. Cabe mencionar que durante el cuarto trimestre de 2013 iniciaron operación 7 pozos horizontales adicionales en el Activo ATG. Dichos pozos alcanzan una producción inicial promedio cercana a 500 bd estabilizándose en una producción promedio de aproximadamente 200 bd, lo que contrasta considerablemente con las cuotas de producción promedio de los pozos convencionales del mismo proyecto de 20-30 bd. La alta productividad de estos pozos horizontales descansa en la estrategia de efectuar terminaciones con múltiples fracturas (mayor o igual a 10).

La terminación de pozos exploratorios fue mayor en 3 pozos debido a mayor actividad en los Activos Burgos y Tampico Misantla-Golfo.

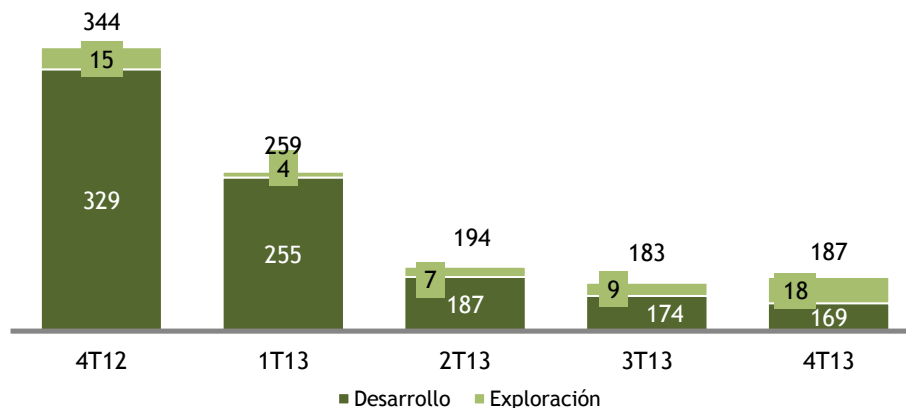
Pozos promedio en operación



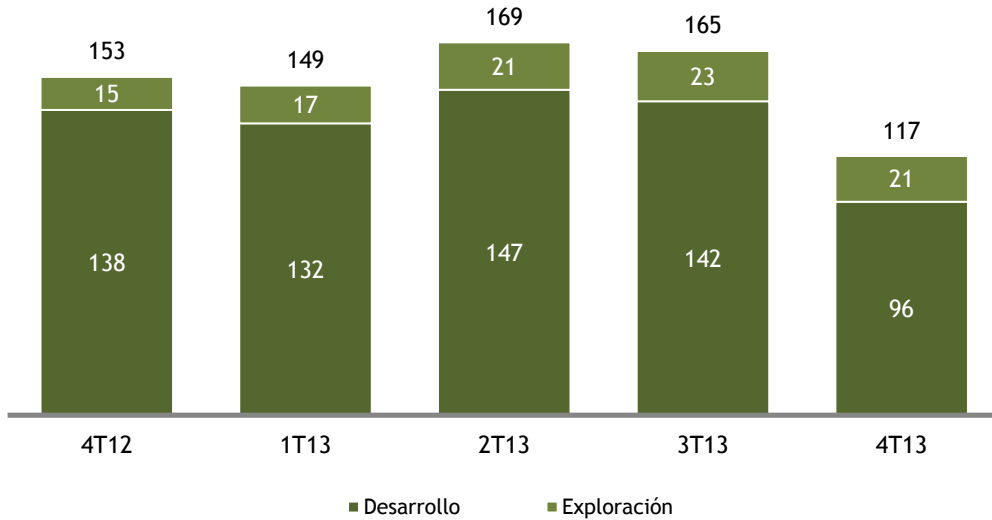
Pozos promedio en operación por tipo de campo 4T13



Pozos terminados



Equipos de perforación



Equipos de perforación promedio por tipo 4T13

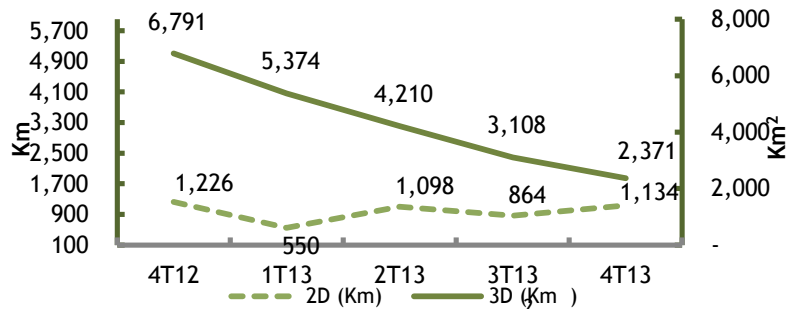


Información sísmica

Durante el cuarto trimestre de 2013, la obtención de información 2D se enfocó en la prospección de localizaciones de gas en lutitas. Se obtuvieron 525 kilómetros en la cuenca de Burgos, en el estudio Sur de Burgos 2D, y 609 kilómetros en Cuencas del Sureste, en los estudios Zapatero Pénjamo y Sal Somera 2D.

La obtención de información sísmica 3D fue de 2,371 km², de los cuales 2,235 km² correspondieron a actividades exploratorias y 136 km² a la adquisición de información para optimizar la explotación de hidrocarburos.

Información sísmica



Principales descubrimientos

Durante el cuarto trimestre de 2013 se llevaron a cabo descubrimientos que ayudan a confirmar el potencial petrolero en las Cuencas del Sureste, así como la existencia de hidrocarburos en aguas profundas del Golfo de México, en el proyecto Área Perdido, y en lutitas, principalmente en el noreste del país.

PEMEX					
Principales descubrimientos 2013					
Proyecto	Pozo	Era geológica	Producción inicial		Tipo de hidrocarburo
			Crudo y condensados (bd)	Gas (MMpcd)	
Burgos	Chucla-1	Cretácico Superior Eagle Ford	24	1.9	Gas Húmedo
	Gato-1001	Cretácico Inferior La Virgen	0	1.0	Gas Seco
	Santa Anita-401	Eoceno Queen City	90.2	5.9	Gas Húmedo
	Durián-1	Cretácico Superior Eagle Ford Infe	0	1.9	Gas Seco
	Lempira-1	Oligoceno Frio Marino no Marino	24	2.5	Gas Húmedo
	Silo-1	Oligoceno Frio Marino	0	2.7	Gas Seco
	Nuncio-1	Jurásico Superior Pimienta	0	3.0	Gas Seco
	Gamma-1	Eagle Ford Cretácico Superior	12	0.3	Gas Húmedo
	Tangram-1	Jurásico Superior Pimienta	0	10.9	Gas Seco
	Kernel-1	Jurásico Superior Pimienta	0	2.9	Gas Seco
Veracruz	Eltreinta-1	Mioceno Medio	756	0.3	Aceite Ligero
	Kamelot-1	Plioceno Inferior	0	6.6	Gas Seco
	Mixtan-1	Mioceno Inferior	67	4.2	Gas Húmedo
Poza Rica-Altamira	Maximino-1	Eoceno Inferior Wilcox	3,796	15.0	Aceite Ligero
	Exploratus-1	Oligoceno Inferior	-	-	Aceite Negro
	Vespa-1	Mioceno Medio-Superior	2,366	2.3	Aceite negro
Litoral de Tabasco	Xux-1DL	Cretácico Superior-Medio	1922	1.9	Aceite Ligero
	Miztón-1	Plioceno Medio	3512	3.0	Aceite Ligero
	Piklis-1DL	Mioceno Inferior	141	35.1	Gas Húmedo
Samaria-Luna	Sini-1	Jurásico Superior Kimmeridgiano	3,089	7.8	Aceite Ligero
	Tamarhu-1	Jurásico Superior Kimmeridgiano	114	0.4	Aceite Ligero
Cinco Presidentes	Calicanto-101	Mioceno Medio	602	0.3	Aceite negro
	Ayocote-0	Mioceno Superior	-	-	Aceite Ligero
Macuspana-Muspac	Arroyo Zanapa-201	Cretácico Superior-Medio	345	-	Aceite Ligero
Ku-Maloob-Zaap	Tson-201	Jurásico Superior Kimmeridgiano	2,907	0.7	Aceite negro
Total			19,767	110.5	

Exploración y producción 2013

Durante 2013, en exploración y producción se enfrentaron retos operativos que hoy son característicos en la industria global. Mayor complejidad, menor volumetría y mayores requerimientos tecnológicos y de capital.

Producción de crudo En 2013, la producción de crudo se ubicó en 2,522 Mbd, 26 Mbd inferior al promedio de 2012 debido a:

- Menor producción de crudo pesado en 1.4%, debido a la declinación natural de campos y al incremento del flujo fraccional de agua en el Activo Cantarell.
- Menor producción de crudo superligero en 5.7%, derivado, principalmente, de la declinación natural de campos en los proyectos Delta del Grijalva y Crudo Ligero Marino

Las diferencias anteriores fueron parcialmente compensadas por un incremento en la producción de crudo ligero de 1.6%, derivado de mayor producción en los campos Kuil, Onel, y Chuhuk del Activo Abkatun Pol Chuc, Tsimín del Activo Litoral de Tabasco, Kambesah del Activo Cantarell, y Gasífero del Activo Veracruz.

Gas natural La producción de gas natural se mantuvo estable, alcanzando 5,679 MMpcd, lo que se debió a:

- Menor producción de gas no asociado, debido a la reducción programada de actividades de perforación y terminación de pozos en los Activos Burgos y Veracruz, de la Región Norte.
- Lo que fue compensado por un incremento en la producción de gas asociado proveniente de los Activos Litoral de Tabasco y Abkatún-Pol-Chuc de la Región Marina Suroeste, y Aceite Terciario del Golfo, de la Región Norte.

Aprovechamiento de gas El envío de gas a la atmósfera representó 2.2% sobre la producción total, con lo que el aprovechamiento de gas natural ascendió a 97.8%.

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-diciembre de 2013, el volumen de gas enviado a la atmósfera promedió 124 MMpcd, por lo que por un amplio margen PEMEX cumplió con las disposiciones establecidas por la CNH.

Infraestructura de operación En 2013, PEMEX continuó enfocando su estrategia de perforación hacia mayor eficiencia y generación de valor, haciendo uso de avances tecnológicos y equipos de última generación:

- El promedio de pozos en operación aumentó en 397 respecto a 2012.
- El número de pozos terminados disminuyó en 415 pozos como resultado, principalmente, de menor actividad programada en los Activos Aceite Terciario del Golfo (ATG), Burgos y Poza Rica-Altamira de la Región Norte. Cabe mencionar que en 2013 se incorporaron 36 pozos horizontales en el Activo ATG, con lo que al cierre del año el número de pozos no-convencionales en dicho activo ascendió a 44. Estos pozos representaron el 1.7% del total de pozos en operación en el activo pero el 14% de la producción. Esto es, a través de la innovación y desarrollo de tecnología, PEMEX ha logrado implementar métodos más eficaces para la explotación de una de las regiones con mayor potencial petrolero, pero también de mayor complejidad geológica en México.
- La terminación de pozos exploratorios ascendió a 38, dirigida por la actividad en los Activos Burgos y Tampico Misantla-Golfo.

Información sísmica	La obtención de información sísmica 2D aumentó 4.0%, enfocándose en la prospección de localizaciones de hidrocarburos en lutitas, destacando el estudio Sur de Burgos 2D, y a la obtención de mayor información en las Cuencas del Sureste, destacando el estudio Zapatero Pénjamo. La obtención de información sísmica 3D se redujo por la transición de la fase de adquisición a la fase de estudio e interpretación de posibles zonas productoras.
Descubrimientos	<p>En el transcurso de 2013 PEMEX enfocó sus esfuerzos exploratorios en tres prospectos productores:</p> <ul style="list-style-type: none">i) Cuencas del Sureste:<ul style="list-style-type: none">– Se perforaron pozos como el Xux-1DL, Miztón-1 Sini-1 y Tson-201, cuya producción promedio inicial fue cerca de 2.8 Mbd. Con estos descubrimientos se continuó ampliando y confirmando el patrimonio petrolero en las Cuencas del Sureste y, en su caso, se extiende el área de explotación de sus respectivos campos.ii) Aguas profundas<ul style="list-style-type: none">– En el Proyecto Área Perdido, los pozos Maximino-1 y Exploratus-1 continuaron confirmando el potencial en dicha región del Golfo de México. Cabe mencionar que Maximino-1 es el pozo con el mayor tirante de agua en México, con 2,919 metros, lo que también evidencia el desarrollo de capacidades de la empresa en nuevas regiones productoras de alta complejidad.– Se obtuvieron importantes avances en el Proyecto Lakach como 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 MMMpc. Se espera iniciar la explotación del campo Lakach hacia finales del año 2014.iii) Recursos en lutitas<ul style="list-style-type: none">– En el noreste mexicano, particularmente en la Cuenca de Burgos, continuaron los esfuerzos exploratorios para obtener mayor información sobre el potencial de los recursos en lutitas en dicha región del país. El éxito de la actividad exploratoria en la Cuenca de Burgos corrobora la expansión de zonas y eras geológicas productoras en E.E.U.U. en territorio Mexicano, específicamente, Eagle Ford.

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.
Construcción de buques especializados	El 26 de noviembre de 2013, PMI, empresa filial de Petróleos Mexicanos, firmó un contrato de inversión para la compra del 51% de la tenencia accionaria del astillero español Hijos de J. Barreras, S.A (Astillero Barreras). Mediante esta adquisición Petróleos Mexicanos podrá desarrollar capacidades para la construcción de buques especializados en México en el mediano plazo, capitalizando así el desarrollo tecnológico del sector naval gallego en la industria petrolera.

Floteles

El 28 de enero de 2014, Pemex-Exploración y Producción adjudicó contratos de servicios de alimentación y hospedaje para dos unidades habitacionales flotantes a PMI Norteamérica S.A. de C.V., empresa filial de Petróleos Mexicanos. El plazo de los servicios contratados será de 10 años, de julio de 2016 a 2026.

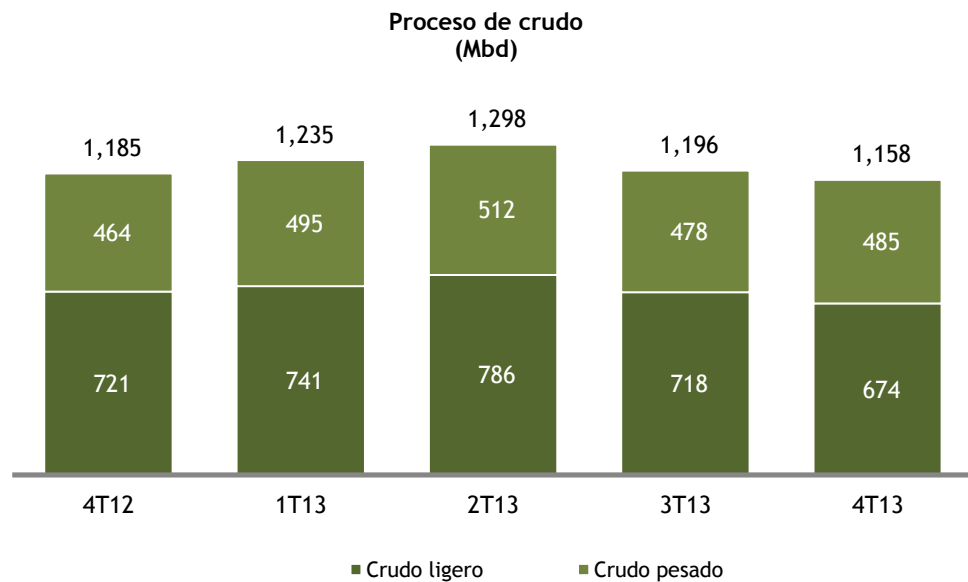
Procesos industriales 4T13

Proceso de crudo

Durante el cuarto trimestre de 2013, el proceso total de petróleo crudo disminuyó 2.1% debido, principalmente, al ciclo de mantenimiento programado de plantas y a la realización de algunos trabajos de rehabilitación no previstos.

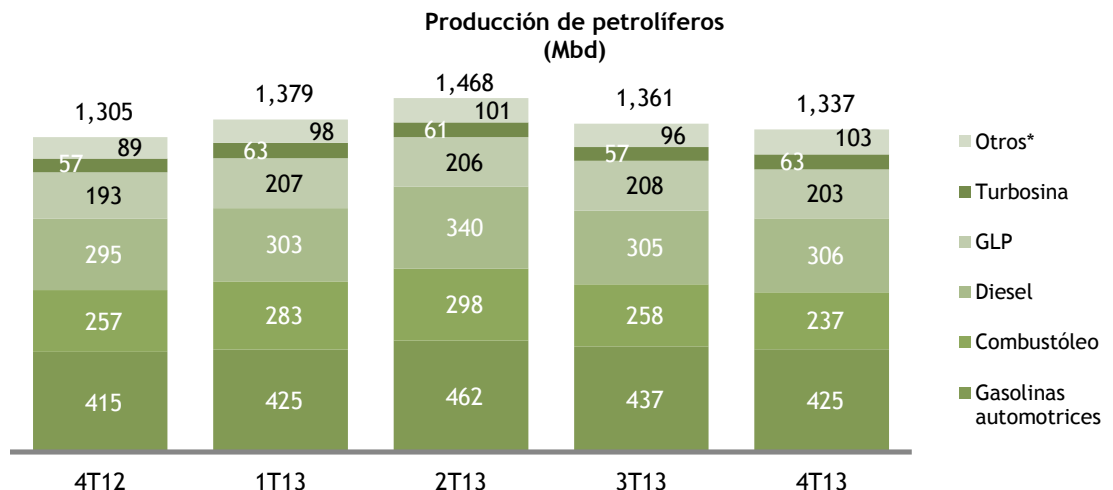
La proporción de crudo pesado en el proceso de crudo del Sistema Nacional de Refinación (SNR) aumentó 2.7 puntos porcentuales, lo que se explica por el incremento en el proceso de crudo Maya en la refinería de Minatitlán.

La capacidad utilizada de destilación primaria disminuyó 1.1 puntos porcentuales debido al programa de mantenimientos del periodo, así como a la realización de rehabilitaciones no planeadas.



Producción de petrolíferos

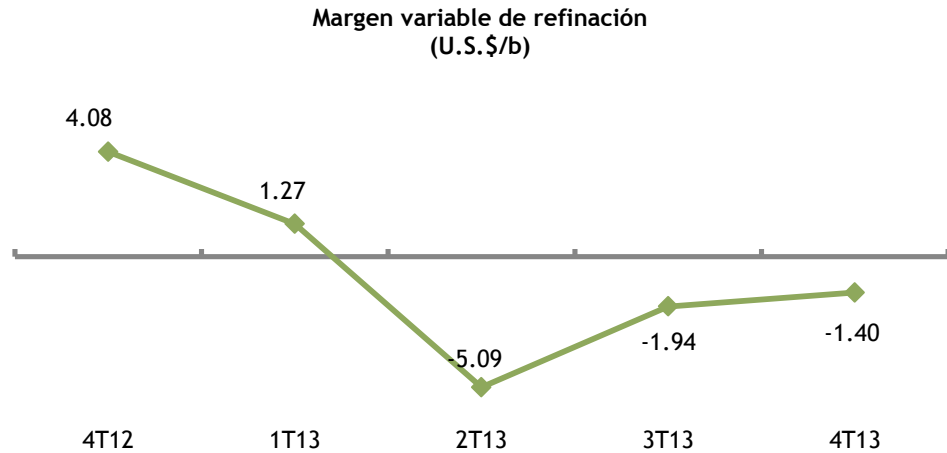
La producción total de petrolíferos incrementó 2.5%, destacando mayor producción de gasolinas, diesel y GLP, en tanto que se redujo la producción de combustóleo en 20 Mbd. Esto, se explica debido a la estabilización de procesos en la refinería de Minatitlán, lo que dio lugar a un incremento en la elaboración de productos de mayor valor agregado.



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

Margen variable de refinación

El margen variable de refinación disminuyó U.S.\$5.49 por barril, a un margen de U.S.\$-1.40 por barril. Lo anterior derivado principalmente del comportamiento de los precios de crudo y productos en el mercado internacional, ya que en términos de volumen se observó un incremento en la elaboración de destilados entre ambos periodos de comparación.

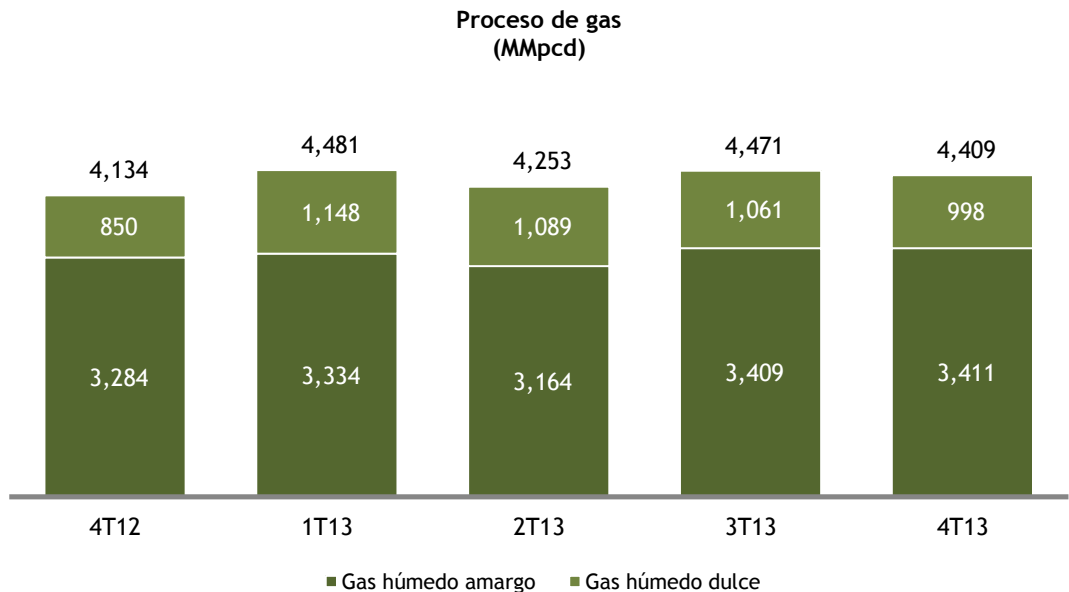


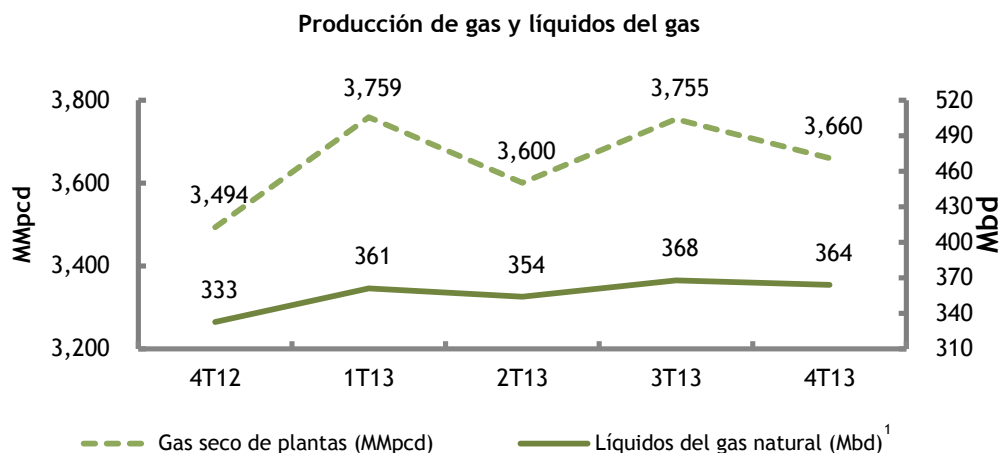
Proceso y producción de gas

El proceso de gas natural fue 6.6% superior al mismo periodo de 2012, como resultado de mayor oferta de gas dulce de la Región Norte y gas húmedo amargo de las regiones marinas.

Por su parte, el proceso de condensados fue 25.8% mayor al registrado en el cuarto trimestre del 2012, debido a una mayor entrega de condensados dulces de la Región Norte así como de condensados amargos de las regiones marinas.

Como consecuencia del mayor proceso de gas natural y condensados, la producción de gas seco aumentó 4.8%, o 166 MMpcd, en tanto que la producción de líquidos del gas incrementó 9.5%, o 31 Mbd.





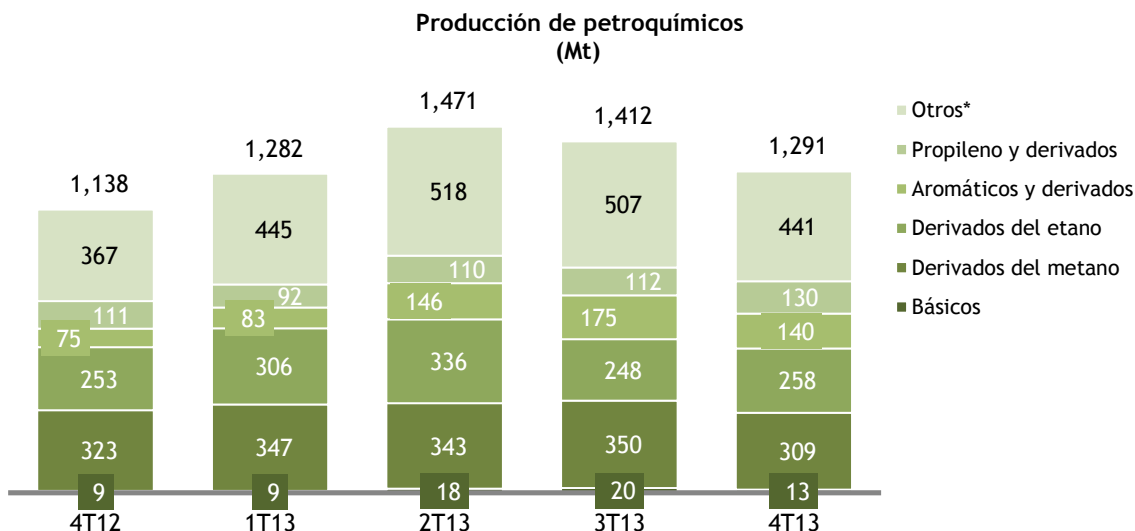
(1) Incluye el proceso de condensados.

Producción de petroquímicos

La elaboración de petroquímicos incrementó 13.5%, o 154 Mt, respecto al mismo periodo del año anterior, lo que se debió a:

- Un aumento de 66 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 benceno, tolueno y xileno (BTX).
- Un aumento de 4 Mt en la cadena de derivados del etano, debido a mayor producción de óxido de etileno y polietileno de alta densidad.
- Un aumento en la cadena de propileno y derivados de 19 Mt, debido a mayor producción de propileno y a la estabilización de la planta productiva de acrilonitrilo.

Lo anterior fue parcialmente compensado por un descenso en la cadena de derivados del metano de 14 Mt, debido, principalmente, a menor producción de amoniaco como resultado de menor demanda, consecuencia de factores climatológicos que afectaron las zonas agrícolas del noroeste del país.



*Incluye ácido muriático, butadieno crudo, ceras polietilénicas, especialidades petroquímicas, hidrocarburos licuables de BTX,

Procesos industriales 2013

En 2013, los procesos de crudo y gas natural, así como la producción de gas seco y la elaboración de productos refinados y petroquímicos registraron una tendencia a la alza. Esto fue producto de modernización de plantas y procesos operativos con enfoque a la seguridad, confiabilidad y generación de valor.

Proceso de crudo

En 2013, el proceso total de petróleo crudo fue de 1,222 Mbd, 1.9% superior al proceso registrado en 2012. Lo anterior fue resultado de 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 40.3%, en seguimiento a la estrategia de reducir la producción de productos residuales en las refinerías del centro del país y evitar con ello un impacto en el proceso de crudo por falta de capacidad de desalojo.

Como resultado de lo anterior, la capacidad utilizada de destilación primaria registró un incremento de 1.5 puntos porcentuales, respecto al 2012, ubicándose en 73.1%.

Producción de petrolíferos

En 2013, la producción total de petrolíferos aumentó 3.7%, destacando mayor producción de gasolinas, diésel y turbosina en tanto que se redujo la producción de combustóleo.

El incremento en el proceso de crudo, la mayor elaboración de productos ligeros e intermedios y el incremento en la capacidad utilizada implicaron importantes avances del desempeño operativo del Sistema Nacional de Refinación. Sin embargo, el margen variable de refinación al cierre de 2013 disminuyó a U.S.\$-1.84 por barril, de U.S.\$0.01 por barril al cierre de 2012, lo que se debió, esencialmente, al comportamiento de los precios internacionales del crudo y productos refinados.

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

En 2013, el proceso de gas natural fue 0.5% mayor respecto al 2012, como resultado de una mayor oferta de gas húmedo dulce de la Región Norte.

Asimismo, el proceso de condensados fue mayor en 1.3% debido a la mayor oferta de condensados dulces de la Región Norte.

Como consecuencia de lo anterior, la producción de gas seco aumentó 1.8%, o 65 MMpcd, en tanto que la producción de líquidos del gas natural disminuyó en 1.0% debido a menor oferta de gas húmedo amargo de las regiones marinas.

Producción de petroquímicos

La elaboración total de petroquímicos, incrementó 12.5% respecto al 2012, ubicándose en 5,455 Mt. Esto se debió, principalmente a un aumento de 442 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 hidrógeno, pentanos, benceno, tolueno y xileno (licuables de BTX).

Lo anterior fue parcialmente compensado por:

- Un descenso en la cadena de derivados del metano de 18 Mt, debido, principalmente, a menor producción de amoniaco como resultado de menor demanda, consecuencia de factores climatológicos que afectaron las zonas agrícolas en territorio mexicano.
- Un descenso en la cadena de derivados del etano de 136 Mt, debido a que a partir del 12 de septiembre de 2013 la producción del Complejo Petroquímico Pajaritos se transfirió a la Coinversión entre Pemex-Petroquímica y la Compañía "Petroquímica Mexicana de Vinilo, S.A. de C.V.", por lo que la producción de Cloruro de Vinilo y Etileno dejó de ser parte del registro. Por otra parte, se redujo la producción de polietileno lineal de baja densidad debido a paros operativos no programados.

- Un descenso en la cadena de propileno y derivados debido a menor producción de propileno, lo que fue ligeramente compensado por mayor producción de acrilonitrilo.

Proyectos de organismos industriales

Abastecimiento 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.

En el corto plazo, PEMEX planea 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. Los cargamentos recibidos en 2013 se distribuyeron entre PEMEX, en particular Pemex - Gas y Petroquímica Básica (PGPB), y la Comisión Federal de Electricidad (CFE); mientras que los que se reciban en 2014 serán únicamente para uso de PGPB.

En el mediano plazo, PEMEX espera 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.

En el largo plazo, PEMEX planea construir:

- los siguientes gasoductos: (i) Los Ramones fase I, (ii) Los Ramones fase II, (iii) Agua Dulce-Frontera y (iv) Tucson-Sásabe; y
- la estación de compresión Soto La Marina con capacidad incremental de 190 MMpcd.

De manera paralela, la CFE desarrollará los gasoductos Sásabe-Guaymas, Tamazunchale-Sauz y Mayakan.

Proyecto Los Ramones

La construcción de los gasoductos de Los Ramones es el mayor proyecto de infraestructura energética del país de los últimos 40 años; una vez concluido, se espera abastecer cerca del 20% de la demanda nacional de gas natural mediante la importación de gas natural de los Estados Unidos.

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

El 21 de julio de 2013, PEMEX, a través de Pemex-Gas y Petroquímica Básica, firmó un contrato con Gasoductos del Noreste, empresa integrante del grupo Gasoductos de Chihuahua, para la prestación de servicios de transporte de gas natural en la fase I. El contrato tendrá una vigencia de 25 años a partir de la entrada en operación del gasoducto, la cual se espera en diciembre de 2014.

La fase II 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 los próximos meses 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 Pemex-Gas y Petroquímica Básica 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.

Combustibles limpios

En septiembre de 2013 inició operaciones 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.

Planta de cogeneración en Complejo Procesador de Gas Nuevo Pemex

El 19 de abril de 2013 inició operación comercial la planta de cogeneración eléctrica del Centro Procesador de Gas Nuevo Pemex. La planta produce 300 Mega watts por hora, equivalentes al 14.0% de la capacidad total instalada de generación eléctrica en PEMEX.

La planta atiende el suministro de 190 centros de trabajo y permite 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).

Renovación de la flota

En enero, marzo y abril de 2013, Petróleos Mexicanos recibió los buques-tanque Centla, Jaguarondi, Texistepc y Rarámuri, los cuales fueron construidos bajo los más altos estándares ambientales y tecnológicos. Cada uno de estos buques puede almacenar hasta 320 Mb cada uno, con lo cual, además de reducir el promedio de antigüedad de la flota, se incrementa la capacidad de almacenamiento.

Compra de los activos de la empresa Agro Nitrogenados

El 16 de enero de 2014, PMI, empresa filial de Petróleos Mexicanos, firmó un contrato para la compra de los activos de la empresa Agro Nitrogenados, S.A. de C.V. Con esta compra, se pretende que a partir de 2015 se produzcan hasta 990 Mt anuales de urea en Pajaritos, Veracruz.

El proyecto considera una inversión de hasta U.S.\$475 millones, incluyendo la compra de activos existentes, así como la rehabilitación y renovación de la planta. La producción esperada de urea representa cerca del 75% de la demanda nacional actual. El amoníaco, insumo para la elaboración de urea, será suministrado por instalaciones de Petróleos Mexicanos en Cosoleacaque, Veracruz, a sólo 28 kilómetros de las instalaciones de Agro Nitrogenados.

Construcción de planta solidificadora de azufre

Con el fin de garantizar el desplazamiento del azufre de las distintas refinerías y complejos procesadores de gas del país, PMI, empresa filial de Petróleos Mexicanos, construirá la primera planta solidificadora de azufre en México, la cual estará ubicada en la Administración Portuaria Integral de Coatzacoalcos, Veracruz, con una capacidad de proceso de 360 Mt anuales y una inversión superior a Ps. 500 millones.

Mejora de desempeño operativo (MDO)

El Programa para Mejorar el Desempeño Operativo (MDO) tiene como objetivo revertir los resultados de los procesos de refinación en el corto plazo y establecer un proceso de mejora continua. El Programa busca implementar prácticas operativas que impacten positivamente los resultados, fortalecer la confiabilidad de las plantas, asegurar el abastecimiento de insumos para la producción y el refaccionamiento crítico, así como mejorar la gestión y los aspectos organizacionales.

Al mes de diciembre 2013 se han identificado 377 iniciativas, de las cuales 180 oportunidades están en operación y representan un valor potencial de U.S.\$1.3 mil millones de dólares. Para dar seguimiento al Programa, cada refinería tiene definidas iniciativas prioritarias y cuenta con un sistema para verificar los resultados y cuantificar los impactos potenciales, a partir de datos reales de operación y simuladores de proceso. Este proyecto se ha desarrollado e implementado con el apoyo de Mckinsey y KBC.

Franquicias El número de estaciones de servicio registradas al 31 de diciembre de 2013 fue de 10,416, es decir 3.7% más que las registradas en el mismo periodo del año anterior.

Protección Ambiental

Certificados de Reducción de Emisiones (CERs) Al cierre de 2013, PEMEX ha firmado tres contratos de compra-venta de certificados de reducción de emisiones. Estos tres proyectos permitirán reducir las emisiones en aproximadamente 500 Mt anuales. Los primeros dos proyectos están registrados ante Naciones Unidas y serán desarrollados por Pemex-Exploración y Producción, el tercero se encuentran en fase de validación y será desarrollado por Pemex-Refinación.

Acciones de Mitigación Nacionalmente Apropriadas (NAMA) En 2013, PEMEX registró ante las Naciones Unidas las primeras dos Acciones de Mitigación Nacionalmente Apropriadas de México; una enfocada en la reducción de emisiones fugitivas en el Sistema de Procesamiento, Transporte y Distribución de Gas Natural; y otra en Cogeneración. En conjunto tiene un potencial de reducción de emisiones de cerca de 10 MMt.

Cogeneración Cangrejera y Morelos El Gobierno de Japón otorgó fondos a PEMEX para la implementación de estudios de factibilidad, en las cogeneraciones de Cangrejera y Morelos, estos culminaron en mayo de 2013 y representan la primera etapa para la firma de un posible acuerdo bilateral entre México y Japón para proyectos de reducción de emisiones.

Ley del IEPS En 2013, se aprobó un impuesto a los combustibles fósiles contemplado en la Ley del IEPS que establece un esquema de compensaciones para su pago. Como consecuencia, en 2014, PEMEX podrá realizar la compensación con bonos de carbono derivados de los proyectos Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) registrados.

Acciones para combatir el mercado ilícito de combustibles

Apoyo del Gobierno Durante 2013, PEMEX siguió contando con el apoyo de las Fuerzas Armadas en cumplimiento a los convenios de colaboración vigentes con la Secretaría de la Defensa Nacional y Secretaría de Marina, para la vigilancia de las instalaciones y apoyo en los celajes de los ductos. Asimismo, se colaboró activamente con entidades de gobierno, principalmente con Gobiernos de los Estados, Policía Federal, Procuraduría General de la República, Secretaría de Hacienda y Crédito Público, Servicio de Administración Tributaria, Secretaría de Energía, Secretaría de Gobernación y Procuraduría Federal del Consumidor, entre otras, para favorecer el intercambio de información, así como para la capacitación a grupos de investigación especializados.

Acciones Con la finalidad de combatir el mercado ilícito de combustibles y reducir las afectaciones a la comunidad, todas las denuncias se reciben a través de las Unidades de Protección Civil de los Estados; este esfuerzo se ha combinado con una estrategia de comunicación continua para llevar a cabo campañas de difusión en contra del mercado ilícito de combustible.

Asimismo, se han sostenido reuniones periódicas con representantes de los Gobiernos de los Estados y las entidades gubernamentales antes mencionadas para conformar grupos de inteligencia cuyas investigaciones permitan dismantelar los grupos delictivos y abatir los ilícitos que afectan a la industria petrolera y sus correlacionados.

Resultados financieros

PEMEX
Estado de resultados consolidado

	Del 1 de octubre al 31 de diciembre de				Del 1 de enero al 31 de diciembre de					
	2012	2013	Variación	2013	2012	2013	Variación	2013		
	(Ps. MM)		(U.S.\$MM)		(Ps. MM)		(U.S.\$MM)			
Ventas totales	420,603	409,494	-2.6%	(11,108)	31,315	1,646,912	1,608,205	-2.4%	(38,708)	122,984
En México	235,463	231,610	-1.6%	(3,853)	17,712	867,037	910,188	5.0%	43,151	69,605
De exportación	183,316	174,959	-4.6%	(8,357)	13,380	772,699	687,678	-11.0%	(85,021)	52,589
Ingresos por servicios	1,823	2,925	60.4%	1,102	224	7,176	10,339	44.1%	3,163	791
Costo de lo vendido	230,758	223,614	-3.1%	(7,143)	17,100	832,491	814,006	-2.2%	(18,484)	62,250
Rendimiento bruto	189,845	185,880	-2.1%	(3,965)	14,215	814,422	794,198	-2.5%	(20,223)	60,735
Otros ingresos (gastos)	46,607	(16,134)	-134.6%	(62,741)	(1,234)	209,019	64,527	-69.1%	(144,492)	4,935
IEPS devengado	49,746	15,142	-69.6%	(34,604)	1,158	214,102	94,466	-55.9%	(119,636)	7,224
Otros	(3,138)	(31,276)	-896.6%	(28,138)	(2,392)	(5,084)	(29,939)	-488.9%	(24,856)	(2,290)
Gastos de distribución y transportación	8,253	8,717	5.6%	464	667	28,488	32,448	13.9%	3,960	2,481
Gastos de administración	26,004	24,548	-5.6%	(1,456)	1,877	89,613	98,654	10.1%	9,042	7,544
Rendimiento de operación	202,195	136,481	-32.5%	(65,714)	10,437	905,339	727,622	-19.6%	(177,717)	55,643
Rendimiento (costo) financiero	(16,443)	(4,239)	74.2%	12,204	(324)	(49,736)	(29,540)	40.6%	20,197	(2,259)
Utilidad (pérdida) en cambios	(2,599)	(4,254)	-63.7%	(1,655)	(325)	44,846	(3,951)	-108.8%	(48,797)	(302)
Rdto. (pérdida) en participación resultados cias. no consolidadas, asociadas y otras	2,734	861	-68.5%	(1,872)	66	4,798	707	-85.3%	(4,091)	54
Rendimiento antes de impuestos y derechos	185,886	128,849	-30.7%	(57,037)	9,853	905,246	694,838	-23.2%	(210,409)	53,136
Impuestos y derechos	214,646	206,323	-3.9%	(8,323)	15,778	902,646	864,896	-4.2%	(37,750)	66,141
Derechos sobre extracción de petróleo y otros	212,118	204,815	-3.4%	(7,303)	15,663	898,065	856,979	-4.6%	(41,086)	65,536
Impuesto a los rendimientos petroleros	1,113	1,731	55.4%	617	132	2,442	3,604	47.6%	1,162	276
Impuesto sobre la renta y otros	1,415	(223)	-115.8%	(1,638)	(17)	2,139	4,313	101.7%	2,174	330
Rendimiento (pérdida) neto	(28,761)	(77,474)	-169.4%	(48,713)	(5,925)	2,601	(170,059)	-6639.3%	(172,659)	(13,005)
Otros resultados integrales	(363,896)	251,115	169.0%	615,011	19,204	(376,775)	254,272	167.5%	631,047	19,445
Activos financieros disponibles para su venta	(1,560)	1,116	171.6%	2,676	85	(10,126)	4,453	144.0%	14,579	341
Ganancias (pérdidas) actuariales por beneficios	(364,879)	247,376	167.8%	612,255	18,918	(364,879)	247,376	167.8%	612,255	18,918
Efecto por conversión	2,543	2,622	3.1%	79	201	(1,771)	2,442	237.9%	4,213	187
Utilidad (pérdida) integral	(392,656)	173,641	144.2%	566,297	13,279	(374,175)	84,213	122.5%	458,388	6,440

Ventas

Las ventas totales correspondientes al cuarto trimestre de 2013 disminuyeron 2.6%, o Ps. 11.1 miles de millones, en comparación con las registradas en el mismo trimestre del 2012.

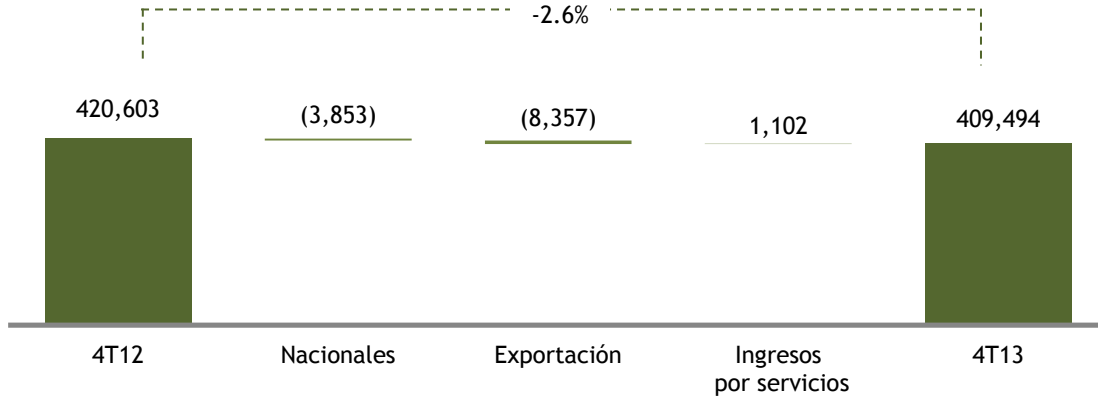
- Las ventas en México de combustóleo disminuyeron 65.5%, o Ps. 21.0 mil millones, motivadas principalmente por una reducción de 53.3% en el volumen vendido y de 7.3% en el precio.
- Las exportaciones disminuyeron 4.6%, o Ps. 8.4 miles de millones, por una reducción de 4.7% en el precio de la mezcla mexicana de exportación, la cual pasó de U.S.\$96.36 por barril en el cuarto trimestre de 2012 a U.S.\$91.84 en el mismo trimestre de 2013. Asimismo, el volumen de barriles de petróleo crudo exportados se redujo en 5.4%, ubicándose en 1,234 Mbd.

Lo anterior fue parcialmente compensado por:

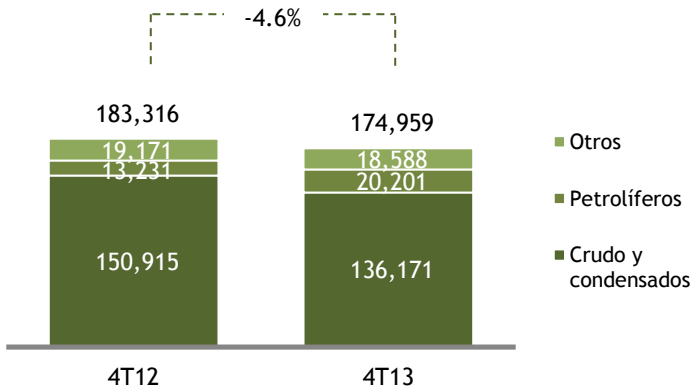
- Un incremento de las ventas de gasolinas en México de 10.0%, o Ps. 9.8 miles de millones, excluyendo la acreditación del IEPS³.
- Un incremento de las ventas de gas en México de 20.6%, o Ps. 3.1 miles de millones, principalmente como resultado de un incremento de 77.0% en el precio.

³ Incluyendo la acreditación del IEPS las ventas de gasolinas en México disminuyeron 16.8%, o Ps. 24.8 miles de millones, lo cual fue motivado principalmente por una reducción de 2.4% en el precio promedio de la gasolina regular en la Costa Norteamericana del Golfo de México, de U.S.¢280.12 a U.S.¢273.40.

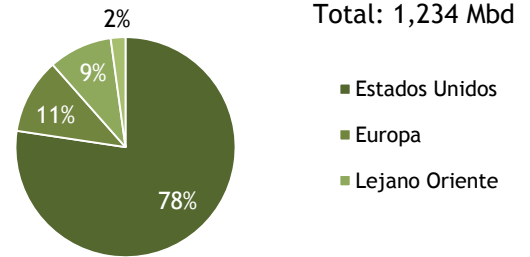
**Evolución de las ventas
(Ps. MM)**



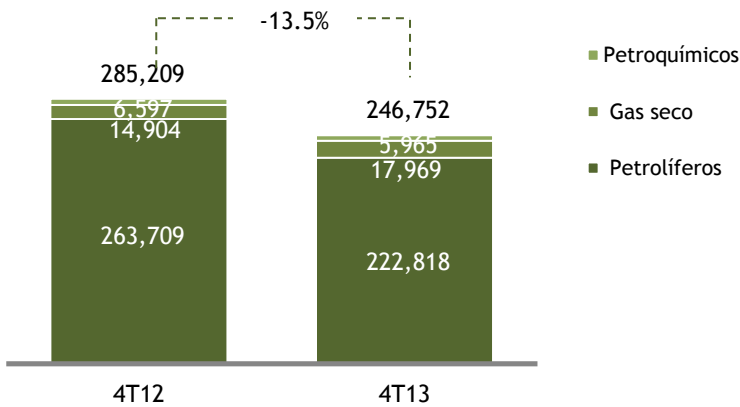
**Exportaciones
(Ps. MM)**



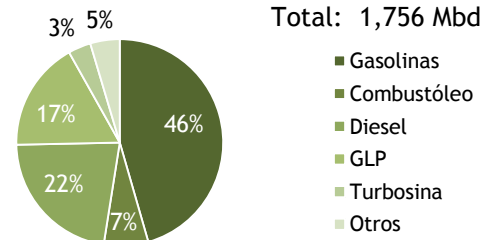
**Exportaciones de crudo por destino geográfico
4T13**



**Ventas en México considerando acreditación del IEPS
(Ps. MM)**



**Ventas de petrolíferos en México
4T13**



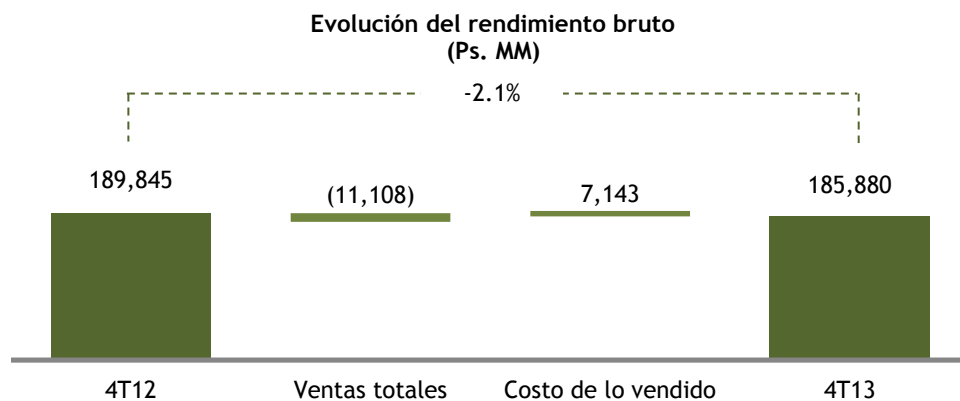
Costos y gastos de operación

El costo de ventas correspondiente al cuarto trimestre de 2013 registró una disminución de 3.1%, o Ps. 7.1 miles de millones, principalmente como consecuencia de una disminución de 15.2%, o Ps. 17.1 miles de millones, en compras de productos para reventa; el cual se redujo tanto por menores precios de referencia como por menor volumen comprado.

Lo anterior fue parcialmente compensado por un aumento de 27.2%, o Ps. 9.5 miles de millones, en gastos de operación, y de 11.6%, o Ps. 2.0 miles de millones, en conservación y mantenimiento.

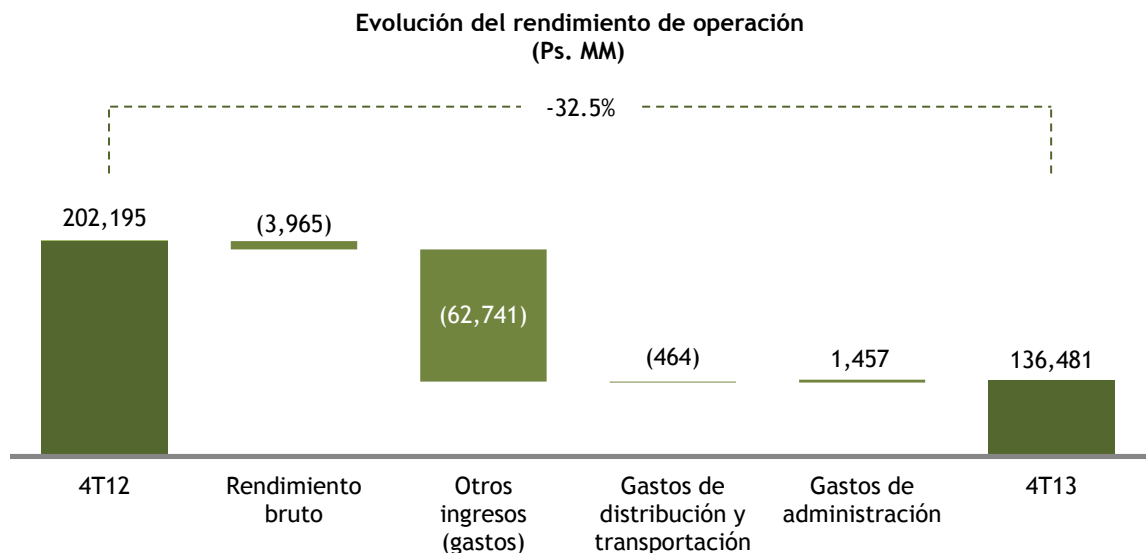
En el mismo periodo, los gastos de distribución y transportación aumentaron 5.6%, o Ps. 0.5 miles de millones, y los gastos de administración disminuyeron 5.6%, o Ps. 1.5 miles de millones.

Considerando en su totalidad los costos y gastos de operación, el costo neto del periodo de beneficios a empleados disminuyó 12.0%, o Ps. 3.2 miles de millones, como resultado de la actualización de premisas actuariales, ya que la tasa de descuento pasó de 6.90% a 8.45%.



Otros gastos

La suma de otros ingresos y gastos en el cuarto trimestre de 2013 representó un gasto de Ps. 16.1 miles de millones, en comparación con un ingreso de Ps. 46.6 miles de millones en el mismo periodo de 2012. Esta variación se debió principalmente al efecto conjunto de menores ingresos por la tasa negativa del IEPS, por Ps. 34.6 mil millones, y al gasto de Ps. 27.3 miles de millones por actualización de la valuación económica al 31 de diciembre de 2013 de activos fijos, principalmente del Activo Integral Burgos.



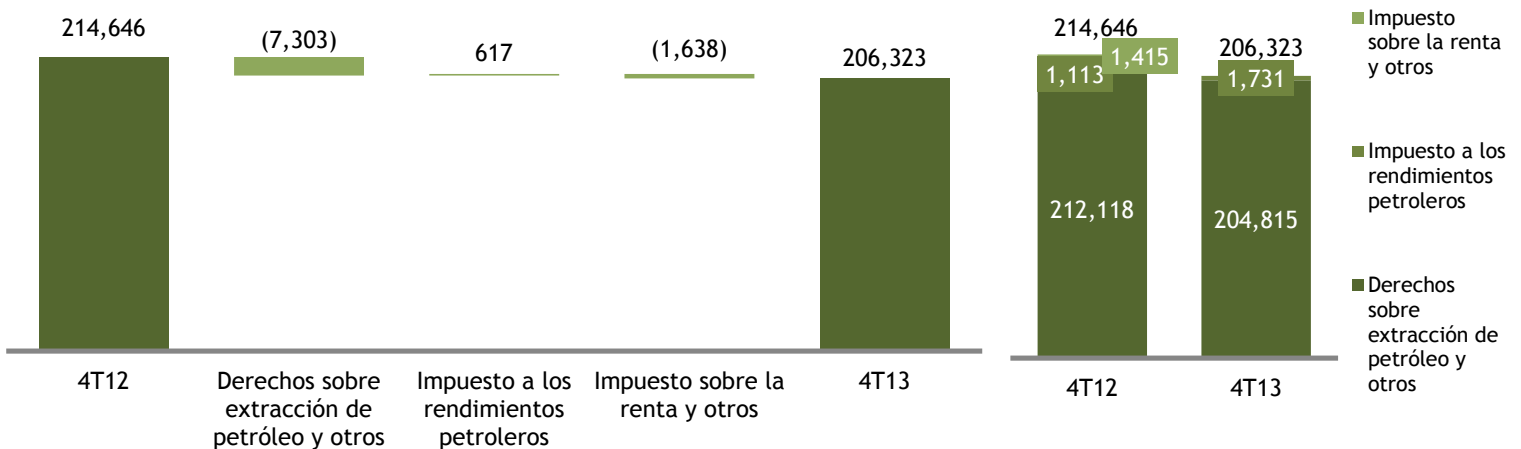
Costo financiero Durante el cuarto trimestre de 2013 el costo financiero se redujo 74.2% como resultado de una reducción de Ps. 7.2 miles de millones en intereses a cargo y un aumento de Ps. 6.1 miles de millones en intereses a favor.

Pérdida en cambios La pérdida en cambios aumentó Ps. 1.7 miles de millones, resultado de la fluctuación cambiaria y de las actividades de financiamientos.

Impuestos y derechos Durante el cuarto trimestre de 2013 se registró una disminución de 3.9%, u Ps. 8.3 miles de millones, en impuestos y derechos; resultado principalmente de la disminución de 4.7% del precio de la mezcla mexicana de exportación.

Evolución de los impuestos y derechos (Ps. MM)

Impuestos y derechos⁴ (Ps. MM)

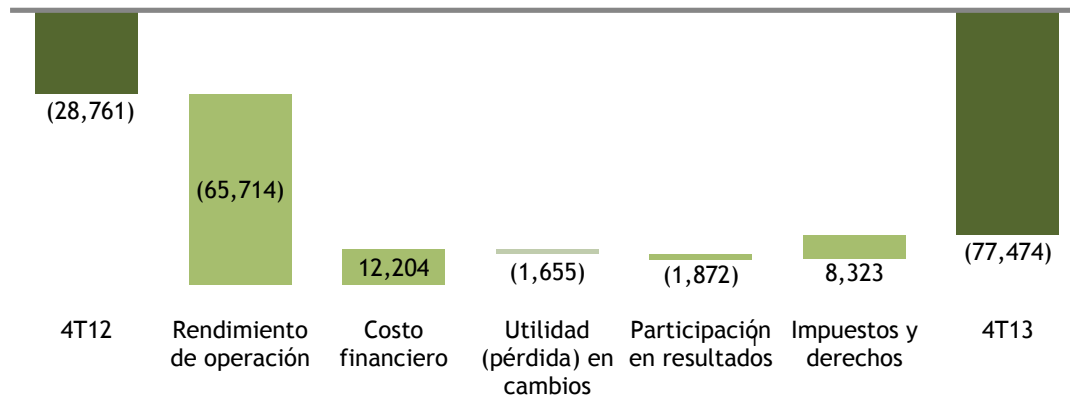


Pérdida neta En el último trimestre de 2013 se registró una pérdida neta por Ps. 77.5 miles de millones, principalmente como resultado de:

- una reducción de 2.4% en el precio promedio de la gasolina regular en la Costa Norteamericana del Golfo de México, el cual impacta el precio que recibe PEMEX por la venta de gasolinas; y
- un gasto de Ps. 27.3 miles de millones por actualización de la valuación económica al 31 de diciembre de 2013 de activos fijos, principalmente del Activo Integral Burgos.

⁴ Los impuestos sobre la renta y otros del 4T13 ascienden a Ps. (223) millones.

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



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

Utilidad (pérdida) integral

En el cuarto trimestre de 2013 se registró una utilidad integral de Ps. 173.6 miles de millones, como consecuencia de un incremento en otros resultados integrales derivado, principalmente, de la diferencia entre la tasa de descuento para el cálculo del pasivo laboral de 2012, que fue 6.90%, y de 2013, que ascendió a 8.45%.

Estado de resultados del 1 de enero al 31 de diciembre de 2013

Durante 2013, la disminución en los precios internacionales de referencia de crudo y sus derivados tuvo un efecto adverso en las ventas. Por otra parte, la disminución en los costos fue inferior en proporción a la disminución en los ingresos, debido a costos incrementales propios de la industria y a los costos fijos que PEMEX enfrenta.

Ventas

Las ventas totales de 2013 disminuyeron 2.4%, o Ps. 38.7 miles de millones, en comparación con las registradas en 2012:

- Las exportaciones disminuyeron 11.0%, o Ps. 85.0 mil millones, principalmente por una reducción de 3.3% en el precio de la mezcla mexicana de exportación, el cual pasó de U.S.\$101.86 por barril en 2012 a U.S.\$98.54. Asimismo, el volumen de barriles de crudo exportados se redujo 5.3% debido a mayor proceso de crudo en las refinerías de PEMEX.
- Las ventas en México de combustóleo disminuyeron 29.4%, o Ps. 30.3 miles de millones, por una reducción de 11.7% en el volumen vendido y de 10.9% en el precio.

Lo anterior fue parcialmente compensado por:

- Las ventas en México de gasolinas aumentaron 9.7%, o Ps. 35.7 miles de millones, excluyendo la acreditación del IEPS⁵.
- Las ventas en México de gas natural aumentaron 38.1%, o Ps. 19.5 miles de millones, tanto por un incremento de 58.7% en precios como 2.2% en volumen vendido.
- Las ventas en México de diesel aumentaron 9.3%, o Ps. 18.0 miles de millones, por un aumento de alrededor de 12.0% en el precio.

Costos y gastos de operación

El costo de ventas de 2013 registró una disminución de 2.2%, o Ps. 18.5 miles de millones, principalmente como consecuencia de una disminución de 9.7%, o Ps. 39.3 miles de millones, en compras de productos para reventa, ocasionado tanto por menores precios de referencia como por menores volúmenes comprados.

Lo anterior fue parcialmente compensado por un aumento de 12.6%, o Ps. 13.6 miles de millones, en gastos de operación, y de 30.1%, o Ps. 11.5 miles de millones, en el costo neto del periodo de beneficios a empleados.

En el mismo periodo, los gastos de distribución y transportación aumentaron 13.9%, o Ps. 4.0 mil millones, y los gastos de administración aumentaron 10.1%, o Ps. 9.0 miles de millones.

Considerando en su totalidad los costos y gastos de operación, el costo neto del periodo de beneficios a empleados aumentó 19.4%, o Ps. 18.7 miles de millones, como resultado de la actualización de premisas actuariales, en línea con el entorno económico y financiero vigente; así como un año más de antigüedad de los trabajadores. Asimismo, la depreciación y amortización aumentó 5.5%, o Ps. 7.8 miles de millones.

Otros ingresos

La suma de otros ingresos y gastos en 2013 representó un ingreso de Ps. 64.5 miles de millones, en comparación con un ingreso de Ps. 209.0 miles de millones en 2012. Esta variación se debió principalmente al efecto conjunto de menores ingresos por la tasa negativa del IEPS, por Ps. 119.6 miles de millones, y al gasto de Ps. 27.3 miles de millones por actualización de la valuación económica al 31 de diciembre de 2013 de los activos fijos.

Costo financiero

En 2013 el costo financiero se redujo 40.6% como resultado principalmente de una disminución de Ps. 18.9 miles de millones en intereses a nuestro cargo, como consecuencia de menores costos por derivados financieros.

⁵ Incluyendo la acreditación del IEPS, las ventas en México de gasolinas se redujeron 14.4%, o Ps. 83.9 miles de millones, lo cual fue motivado principalmente por una reducción de 3.2% en el precio promedio de la gasolina regular en la Costa Norteamericana del Golfo de México, de U.S.¢290.89 a U.S.¢281.64.

Pérdida en cambios En 2013 se registró una pérdida en cambios de Ps. 4.0 miles de millones, en comparación con una utilidad en cambios de Ps. 44.8 miles de millones en 2012. La depreciación del peso respecto al dólar observada en 2013 fue de 0.5%, en comparación con una apreciación de 7.0% en 2012.

Impuestos y derechos Durante 2013 se registró una disminución de 4.2%, o Ps. 37.8 miles de millones, en impuestos y derechos; resultado principalmente de la disminución de 3.3% del precio de la mezcla mexicana de exportación.

Pérdida neta En 2013 se registró una pérdida neta por Ps. 170.1 miles de millones, principalmente como resultado del menor precio promedio de la mezcla mexicana de exportación y del menor volumen de barriles exportados de crudo; así como de una disminución de 3.2% en el precio promedio de la gasolina regular en la Costa Norteamericana del Golfo de México, el cual impacta el precio que recibe PEMEX por la venta de gasolinas, y de una disminución de 2.0% en el volumen vendido de gasolinas.

Utilidad (pérdida) integral En 2013 otros resultados integrales ascendieron a Ps. 254.3 miles de millones, en comparación con Ps. (376.8) miles de millones en 2012. Esta variación se debe principalmente a la diferencia entre la tasa de descuento estimada para el cálculo el pasivo laboral en 2012 (6.90%) y en 2013 (8.45%).

Como consecuencia de lo anterior, en 2012 se registró una pérdida integral de Ps. 374.2 miles de millones, en comparación una utilidad integral de Ps. 84.2 miles de millones (U.S.\$6.4 miles de millones) en 2013.

Estado de la situación financiera al 31 de diciembre de 2013

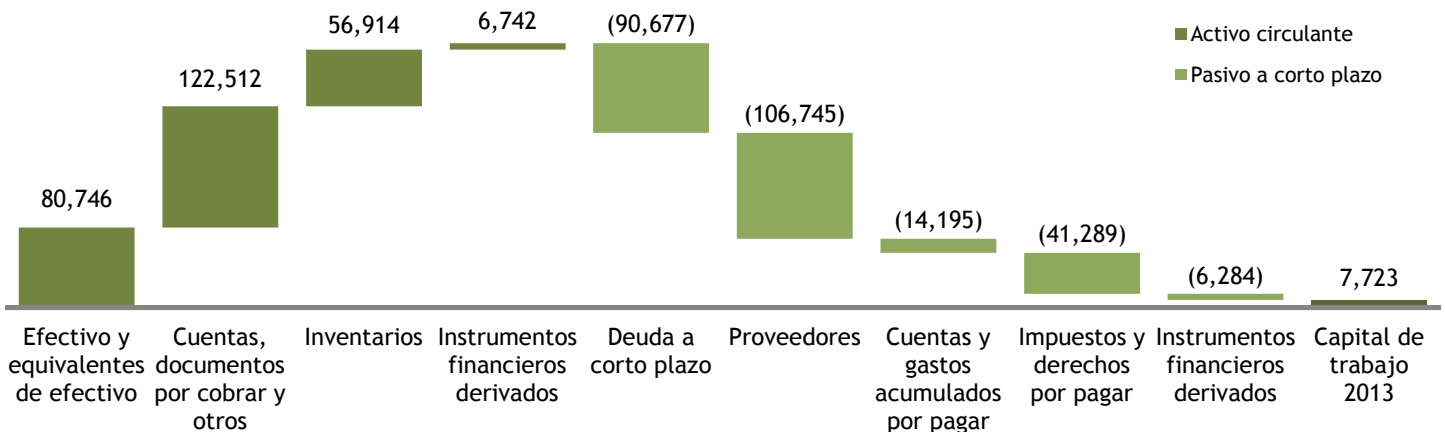
PEMEX					
Balance general consolidado					
	Al 31 de diciembre de 2012	Al 31 de diciembre de 2013		Variación	2013
	(Ps. MM)				(U.S.\$MM)
Total activo	2,024,183	2,047,390	1.1%	23,207	156,570
Activo circulante	318,142	266,914	-16.1%	(51,228)	20,412
Efectivo y equivalentes de efectivo	119,235	80,746	-32.3%	(38,489)	6,175
Cuentas, documentos por cobrar y otros	133,010	122,512	-7.9%	(10,497)	9,369
Inventarios	56,848	56,914	0.1%	67	4,352
Instrumentos financieros derivados	9,050	6,742	-25.5%	(2,309)	516
Inversión disponible para su venta	15,771	17,729	12.4%	1,957	1,356
Inversiones permanentes en acciones de cías. no consolidadas, asociadas y otras	14,646	16,780	14.6%	2,133	1,283
Pozos, ductos, inmuebles y equipo	1,658,734	1,721,579	3.8%	62,845	131,654
Impuestos diferidos	1,936	2,493	28.8%	557	191
Efectivo restringido	2,605	7,702	195.6%	5,096	589
Otros activos	12,348	14,195	15.0%	1,847	1,086
Total pasivo	2,295,249	2,232,637	-2.7%	(62,612)	170,737
Pasivo a corto plazo	235,804	259,191	9.9%	23,387	19,821
Deuda de corto plazo	114,241	90,677	-20.6%	(23,564)	6,934
Proveedores	61,513	106,745	73.5%	45,232	8,163
Cuentas y gastos acumulados por pagar	9,316	14,195	52.4%	4,879	1,086
Instrumentos financieros derivados	6,753	6,284	-6.9%	(468)	481
Impuestos y derechos por pagar	43,981	41,289	-6.1%	(2,691)	3,158
Pasivo a largo plazo	2,059,445	1,973,446	-4.2%	(85,999)	150,915
Deuda de largo plazo	672,618	750,563	11.6%	77,946	57,398
Beneficios a los empleados	1,288,541	1,119,208	-13.1%	(169,333)	85,589
Provisión para créditos diversos	63,803	69,209	8.5%	5,407	5,293
Otros pasivos	6,346	7,406	16.7%	1,060	566
Impuestos diferidos	28,138	27,060	-3.8%	(1,078)	2,069
Total patrimonio	(271,066)	(185,247)	-31.7%	85,819	(14,166)
Controladora	(271,764)	(185,750)	-31.7%	86,014	(14,205)
Certificados de aportación "A"	49,605	114,605	131.0%	65,000	8,764
Aportaciones del Gobierno Federal	178,731	115,314	-35.5%	(63,417)	8,818
Reserva legal	978	1,002	2.5%	24	77
Superávit por donación	(0)	-	-100.0%	0	-
Resultados acumulados integrales	(383,338)	(129,066)	-66.3%	254,272	(9,870)
Rendimientos acumulados:	(117,740)	(287,606)	144.3%	(169,866)	(21,994)
Déficit de ejercicios anteriores	(120,573)	(117,740)	-2.3%	2,833	(9,004)
Rdto. (pérdida) neta del ejercicio	2,833	(169,866)	-6095.9%	(172,699)	(12,990)
Participación no controladora	698	504	-27.9%	(195)	39
Total pasivo y patrimonio	2,024,183	2,047,390	1.1%	23,207	156,570

Capital de trabajo

Al 31 de diciembre de 2013 el capital de trabajo se ubicó en Ps. 7.7 miles de millones como resultado de:

- Una disminución en el activo circulante por Ps. 51.2 miles de millones, o 16.1%, derivado principalmente de menos efectivo y equivalentes de efectivo, así como menores cuentas y documentos por cobrar.
- Un aumento en el pasivo de corto plazo de Ps. 23.4 miles de millones, o 9.9%, derivado principalmente de un aumento de 45.2 miles de millones en proveedores por pagar.

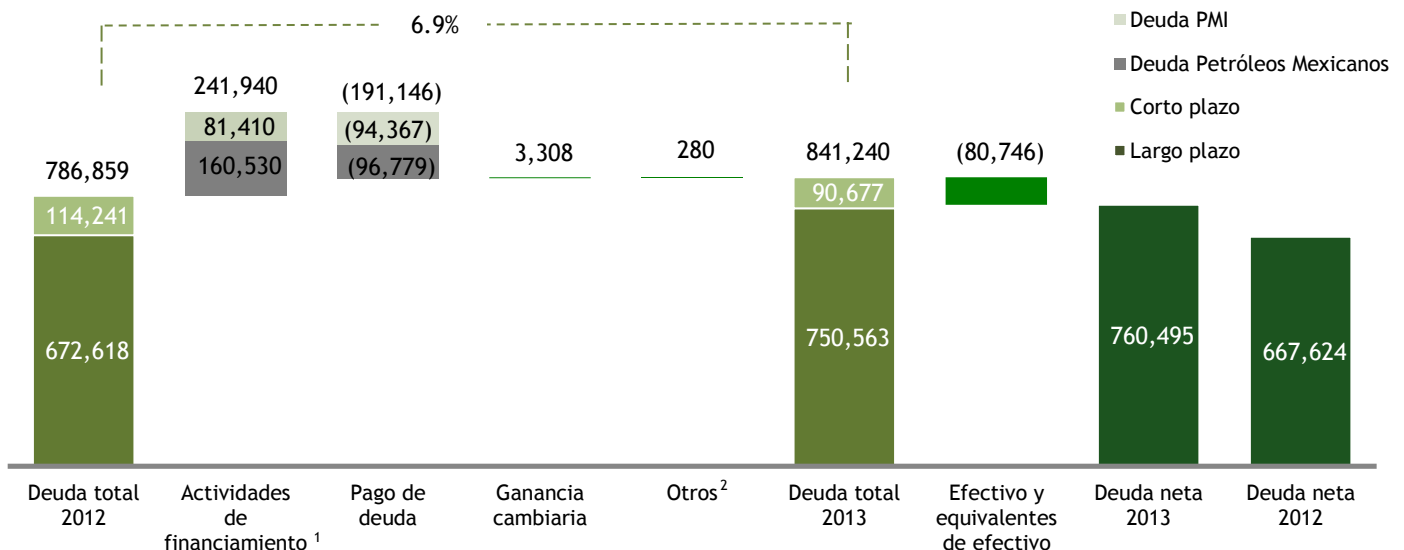
Capital de trabajo 4T13
(Ps. MM)



Deuda

La deuda total registró un aumento del 6.9% o 54.4 miles de millones de pesos. Aunque la deuda de corto plazo se redujo 20.6%, la deuda de largo plazo se incrementó 11.6%.

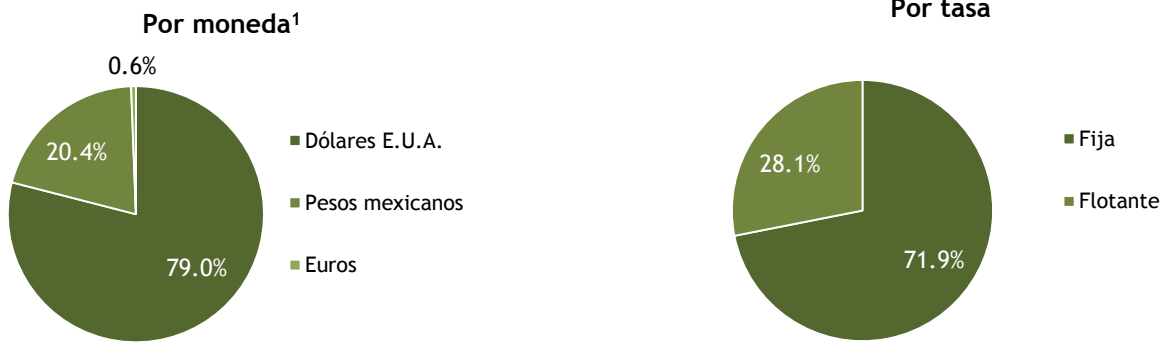
Deuda
(Ps. MM)



1) Incluye Contratos de Obra Pública Financiada.

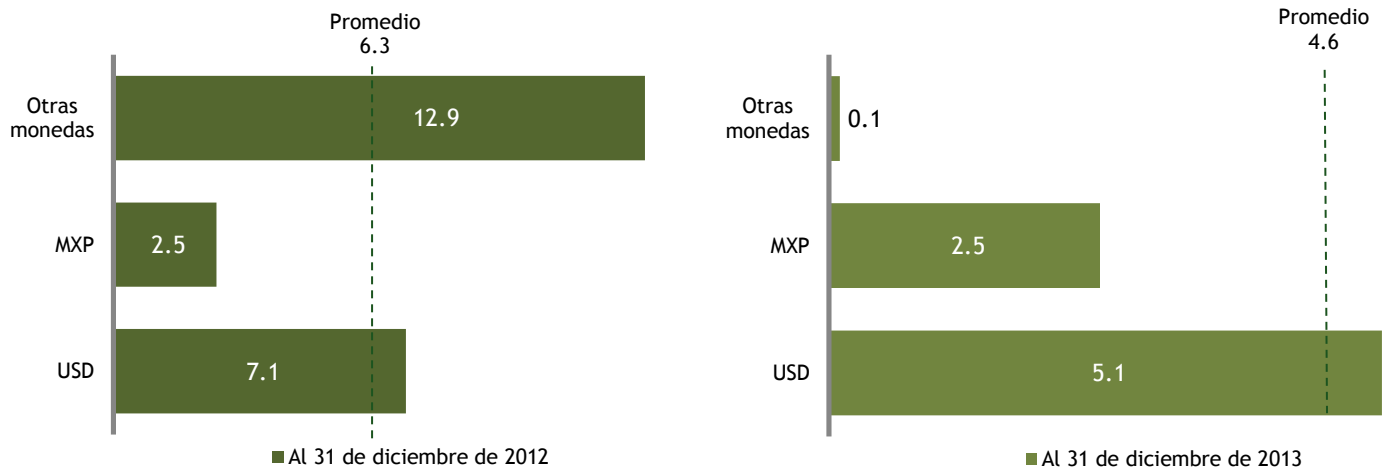
2) Incluye intereses devengados, comisiones y gastos por emisión de deuda, pérdidas sobre par y costo amortizado.

Deuda al 31 de diciembre de 2013



¹ Incluye instrumentos financieros derivados.

Vida promedio (años)



Actividades de inversión

Ejercicio 2013

Durante 2013 se ejercieron Ps. 333.6 miles de millones (U.S.\$26.1 miles de millones)⁶ lo que representa 102.2% de la inversión programada de Ps. 326.3 mil millones para el año. La distribución fue la siguiente:

- Ps. 287.8 miles de millones a Exploración y Producción⁷, de los cuales Ps. 32.2 miles de millones se destinaron a exploración;
- Ps. 30.1 miles de millones a Refinación;
- Ps. 7.0 miles de millones a Petroquímica;
- Ps. 5.4 miles de millones a Gas y Petroquímica Básica; y
- Ps. 3.3 miles de millones a Corporativo.

⁶ La conversión cambiaria de pesos a dólares de los E.U.A. se realizó al tipo de cambio promedio de 2013 de Ps. 12.7677 = U.S.\$1.00.

⁷ Incluye inversión no capitalizable en mantenimiento.

Presupuesto 2014 En 2014 la inversión estimada es de Ps. 357.5 mil millones (U.S.\$27.7 mil millones⁸) distribuidos como sigue:

- Ps. 301.7 mil millones a Exploración y Producción⁴, de los cuales Ps. 33.6 mil millones se destinarán a exploración;
- Ps. 40.7 mil millones a Refinación;
- Ps. 7.5 mil millones a Gas y Petroquímica Básica;
- Ps. 5.4 mil millones a Petroquímica; y
- Ps. 2.2 mil millones a Corporativo.

Actividades de financiamiento 2013

Mercados de capitales

- El 30 de enero de 2013 Petróleos Mexicanos emitió bonos por U.S.\$2.1 mil millones con vencimiento el 30 de enero de 2023 y cupón de 3.50%. De esta colocación, U.S.\$100 millones fueron colocados en el mercado asiático.
- El 22 de marzo de 2013 Petróleos Mexicanos emitió Certificados Bursátiles por Ps. 2.5 mil millones que corresponden a una reapertura de la emisión con vencimiento el 23 de noviembre de 2017 y cupón equivalente a la TIIE 28 más 18 puntos base.
- El 25 de junio de 2013 Petróleos Mexicanos emitió Certificados Bursátiles por Ps. 2.5 mil millones que corresponden a la reapertura de una emisión previa con vencimiento el 23 de noviembre de 2017 y cupón equivalente a la TIIE 28 más 18 puntos base.
- El 18 de julio de 2013 Petróleos Mexicanos emitió bonos por U.S.\$3.0 mil millones a través de cuatro bonos:
 - i) U.S.\$1.0 mil millones con vencimiento el 18 de julio de 2018 y cupón de 3.50%.
 - ii) U.S.\$500 millones con vencimiento el 18 de julio de 2018 y cupón de LIBOR más 202 puntos base.
 - iii) U.S.\$1.0 mil millones con vencimiento el 18 de enero de 2024 y cupón de 4.875%
 - iv) Reapertura por U.S.\$500 millones del bono con vencimiento el 2 de junio de 2041 y cupón de 6.5%.
- El 19 de septiembre de 2013 Petróleos Mexicanos emitió bonos por U.S.\$400 millones con vencimiento el 15 de febrero de 2024 y cupón de 2.83%. Estos bonos cuentan con la garantía del Export-Import Bank de los Estados Unidos.
- El 19 de septiembre de 2013 Petróleos Mexicanos emitió Certificados Bursátiles por Ps. 5.0 mil millones con vencimiento el 28 de febrero de 2019 y cupón de TIIE 28 más 6 puntos base.
- El 26 de septiembre de 2013 Petróleos Mexicanos emitió Certificados Bursátiles por Ps. 10.4 miles de millones con vencimiento el 12 de septiembre de 2024 y cupón de 7.19%.
- El 30 de septiembre de 2013 Petróleos Mexicanos emitió bonos por U.S.\$750 millones con vencimiento el 15 febrero de 2024 y cupón de LIBOR más 43 puntos base. Estos bonos cuentan con la garantía del Export-Import Bank de los Estados Unidos.
- El 4 de noviembre de 2013 Petróleos Mexicanos emitió bonos por U.S.\$350 millones con vencimiento el 15 de febrero de 2024 y cupón de 2.29%. Estos bonos cuentan con la garantía del Export-Import Bank de los Estados Unidos.
- El 27 de noviembre de 2013 Petróleos Mexicanos emitió bonos por EUR 1.3 mil millones con vencimiento el 27 de noviembre de 2020 y cupón de 3.125%.
- El 11 de diciembre de 2013 Petróleos Mexicanos emitió Certificados Bursátiles por Ps. 9.6 mil millones que corresponden a reaperturas de emisiones previas:
 - i) Ps. 1.1 mil millones con vencimiento el 28 de febrero de 2019 y cupón de TIIE 28 más 6 puntos base.
 - ii) Ps. 8.5 mil millones con vencimiento el 12 de septiembre de 2024 y cupón de 7.19%.

⁸ Para fines de referencia, las conversiones cambiarias de pesos a dólares de los E.U.A. se han realizado al tipo de cambio del Presupuesto de Egresos de la Federación 2014 de Ps. 12.90 = U.S.\$1.00

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

Contratos de Obra Pública Financiada Durante 2013, Petróleos Mexicanos obtuvo U.S.\$234.3 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 diciembre de 2013 Petróleos Mexicanos cuenta con tres líneas de crédito sindicadas revolventes para manejo de liquidez por un total de U.S.\$2.5 mil millones y Ps. 10 mil millones:

- U.S.\$1.25 mil millones con vencimiento en octubre de 2017,
- U.S.\$1.25 mil millones con vencimiento en diciembre de 2016⁹, y
- Ps. 10 mil millones con vencimiento en diciembre de 2014

Al 31 de diciembre de 2013 se dispusieron U.S.\$135 millones, por lo que está disponible el 95.9% de las líneas de crédito.

Actividades de financiamiento 2014

Mercados de capitales

- El 23 de enero de 2014 Petróleos Mexicanos emitió bonos por U.S.\$4.0 mil millones a través de tres bonos:
 - i) U.S.\$500 millones con vencimiento el 23 de enero de 2019 y cupón de 3.125%.
 - ii) Reapertura de U.S.\$500 millones del bono con vencimiento el 18 de enero de 2024 y cupón de 4.875%.
 - iii) U.S.\$3.0 mil millones con vencimiento el 23 de enero de 2045 y cupón de 6.375%.

El monto total demandado, aproximadamente 10 veces el monto originalmente anunciado de U.S.\$3.0 mil millones, representa la mayor demanda recibida en los mercados internacionales en la historia de Petróleos Mexicanos.

- El 30 de enero de 2014 Petróleos Mexicanos emitió Certificados Bursátiles por Ps. 12.5 mil millones distribuidos como sigue:
 - i) El equivalente en UDIS de Ps. 3.0 mil millones, con vencimiento el 30 de enero de 2026 y cupón de 3.94%.
 - ii) Reapertura de Ps. 2.0 mil millones con vencimiento el 28 de febrero de 2019 y cupón de TIIE 28 más 6 puntos base.
 - iii) Reapertura de Ps. 7.5 mil millones con vencimiento el 12 de septiembre de 2024 y cupón de 7.19%.

⁹ El 11 de diciembre de 2013 Petróleos Mexicanos contrató una línea de crédito revolvente sindicada por U.S.\$1.25 mil millones, a 3 años, a tasa LIBOR más 80 puntos base. Esta línea sustituyó a la línea de crédito sindicada revolvente que venció en noviembre de 2013.

PEMEX
Estados consolidados de flujo de efectivo

	Al 31 de diciembre de		<u>Variación</u>	<u>2013</u> (U.S. \$MM)	
	<u>2012</u>	<u>2013</u>			
	(Ps. MM)				
Actividades de operación					
Utilidad (pérdida) neta	2,600	(170,058)		(172,659)	(13,005)
Partidas relacionadas con actividades de inversión	153,183	193,390	26.2%	40,207	14,789
Depreciación y amortización	140,538	148,492	5.7%	7,954	11,356
Deterioro de propiedades maquinaria y equipo	-	25,609	0.0%	25,609	1,958
Pozos no exitosos	13,842	12,498	-9.7%	(1,345)	956
Bajas de propiedades maquinaria y equipo	734	14,700	1904.0%	13,966	1,124
Utilidad por venta de activos fijos	-	(768)	0.0%	(768)	(59)
Realización de ganancias y pérdidas netas por inversiones disponibles para su venta	-	(279)	0.0%	(279)	(21)
Efecto de compañías asociadas subsidiarias no consolidadas	(4,798)	(707)	85.3%	4,091	(54)
Dividendos cobrados	(686)	(914)	-33.3%	(228)	(70)
Actualización valor presente provisión taponamiento	3,553	(5,240)	-247.5%	(8,793)	(401)
Partidas relacionadas con actividades de financiamiento	6,737	40,722	504.4%	33,984	3,114
Amortización de primas, descuentos, ganancias y gastos de emisión de deuda	1,560	(1,891)	-221.2%	(3,451)	(145)
Intereses a cargo	45,739	39,304	-14.1%	(6,435)	3,006
(Utilidad) pérdida en cambios no realizada	(40,562)	3,308	108.2%	43,870	253
Subtotal	162,521	64,053	-60.6%	(98,468)	4,898
Fondos utilizados en actividades de operación	50,809	126,284	148.5%	75,474	9,657
Instrumentos financieros con fines de negociación	1,919	1,840	-4.1%	(79)	141
Cuentas por cobrar a clientes	22,598	5,401	-76.1%	(17,197)	413
Inventarios	(11,829)	(67)	99.4%	11,762	(5)
Otros activos	(7,679)	(12,906)	-68.1%	(5,227)	(987)
Cuentas y gastos acumulados por pagar	(2,579)	4,879	289.2%	7,458	373
Impuestos pagados	(21,790)	(2,691)	87.6%	19,098	(206)
Proveedores	8,200	45,232	451.6%	37,031	3,459
Provisión para créditos diversos	1,245	8,188	557.5%	6,943	626
Beneficios a los empleados	61,583	78,043	26.7%	16,460	5,968
Impuestos diferidos	(860)	(1,635)	-90.2%	(775)	(125)
Flujos netos de efectivo de actividades de operación	213,330	190,337	-10.8%	(22,994)	14,556
Actividades de inversión					
Adquisiciones de propiedades, mobiliario y equipo	(197,509)	(245,628)	-24.4%	(48,119)	(18,784)
Gastos de exploración	(1,828)	(1,439)	21.3%	389	(110)
Venta de inversiones disponibles para su venta	-	2,870	0.0%	2,870	219
Flujos netos de efectivo de actividades de inversión	(199,337)	(244,196)	-22.5%	(44,859)	(18,674)
Efectivo excedente para aplicar en actividades de financiamiento	13,993	(53,860)	-484.9%	(67,853)	(4,119)
Actividad de financiamiento					
Incremento al patrimonio por el gobierno federal	-	66,583	0.0%	66,583	5,092
Retiro de aportaciones del Gobierno Federal	-	(65,000)	0.0%	(65,000)	(4,971)
Préstamos obtenidos a través de instituciones financieras	377,896	236,955	-37.3%	(140,941)	18,121
Pagos de principal de préstamos	(341,864)	(191,146)	44.1%	150,718	(14,618)
Intereses pagados	(46,589)	(37,133)	20.3%	9,456	(2,840)
Flujos netos de efectivo de actividades de financiamiento	(10,557)	10,259	197.2%	20,816	785
Incremento (decremento) neto de efectivo y equivalentes de efectivo	3,436	(43,601)	-1368.8%	(47,037)	(3,334)
Efectos por cambios en el valor del efectivo	822	5,112	521.9%	4,290	391
Efectivo y equivalentes de efectivo al principio del periodo	114,977	119,235	3.7%	4,258	9,118
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del periodo	119,235	80,746	-32.3%	(38,489)	6,175

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.

Acuerdo Repsol - YPF El 25 de febrero de 2014, el Consejo de Administración de Repsol aprobó un acuerdo con el gobierno argentino mediante el cual éste se compromete a compensar con U.S.\$5.0 miles de millones la expropiación del 51% de las acciones de YPF. En adición, el Consejo aprobó someter la ratificación del acuerdo a la próxima Junta General de Accionistas.

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.

El 12 de diciembre de 2013, el H. Congreso de la Unión aprobó las modificaciones a los artículos 25, 27 y 28 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, los cuales fueron posteriormente aprobados por la mayoría de los legisladores de los estados del país y por el Presidente Peña Nieto.

El 20 de diciembre de 2013 se publicó, en el Diario Oficial de la Federación, el Decreto por el que se reforma y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en materia de energía (el “Decreto”) y entró en efecto el 21 de diciembre de 2013. El Decreto incluye artículos transitorios que estipulan el marco general de las leyes secundarias; dentro de los 120 días naturales siguientes a la entrada en vigor del Decreto, el Congreso de la Unión deberá realizar las modificaciones necesarias al marco legal.

Los principales puntos establecidos en el Decreto son:

- Propiedad de los hidrocarburos:
 - Los hidrocarburos sólidos, líquidos y gaseosos en el subsuelo son propiedad de la Nación.
- Participación del sector privado:
 - La Nación llevará a cabo las actividades de exploración y extracción del petróleo y demás hidrocarburos mediante asignaciones a empresas productivas del Estado o a través de contratos con éstas o con particulares. Dentro de los ciento veinte días naturales siguientes a la entrada en vigor del Decreto, el Congreso de la Unión realizará las adecuaciones necesarias al marco jurídico para regular las modalidades de contratación que deberán ser, entre otros, de servicios, de utilidad o producción compartida, o de licencia para llevar a cabo, por cuenta de la Nación, las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos sólidos, líquidos o gaseosos, incluyendo los que pueden realizar las empresas productivas del Estado con particulares
- Empresa Productiva del Estado:
 - En un plazo que no podrá exceder de dos años a partir de la fecha de publicación del Decreto, deberá convertirse de organismo descentralizado a empresa productiva del Estado conforme a la normatividad que se emita.
 - Petróleos Mexicanos tendrá como objetivo la creación de valor económico con sentido de equidad y responsabilidad social y ambiental; su organización, administración y estructura corporativa serán acordes a las mejores prácticas a nivel internacional asegurando su autonomía técnica y de gestión.
 - El Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos será conformado por cinco consejeros del Gobierno Federal, incluyendo al titular de la Secretaría de Energía (SENER) quien lo presidirá y cinco consejeros independientes.

- Durante el periodo de transición de dos años, Petróleos Mexicanos quedará facultado para recibir asignaciones y celebrar contratos
- Solicitud de asignaciones:
 - Petróleos Mexicanos deberá someter a consideración de la SENER, en un plazo de 90 días a partir de la entrada en vigor del Decreto, la adjudicación de las áreas en exploración y los campos que estén en producción, que esté en capacidad de operar, a través de asignaciones.
 - La SENER, con la asistencia técnica de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, emitirá la resolución correspondiente dentro de los ciento ochenta días posteriores a la solicitud de Petróleos Mexicanos.
 - Las áreas que no seas solicitadas por Petróleos Mexicano, o que no le sean asignadas, estarán sujetas a un proceso de licitación que estará abierto a participación de terceros.
- Sistema Nacional de Ductos:
 - Se creará un organismo público descentralizado denominado Centro Nacional de Control del Gas Natural que será el encargado de la operación del sistema nacional de ductos de transporte y almacenamiento.
 - Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios transferirán los recursos necesarios para que dicho Centro adquiera y administre la infraestructura para el transporte por ducto y almacenamiento de gas natural que tengan en propiedad para dar servicio a los usuarios correspondientes, en términos de la normatividad que se emita en la materia.
- Autoridades y supervisión reguladora:
 - La SENER tendrá la facultad de diseñar los permisos para tratamiento de crudo, refinación, proceso de gas natural, producción de petroquímicos, transporte, almacenamiento y distribución de hidrocarburos y productos petrolíferos. Adicionalmente, también definirá las áreas de exploración y explotación, así como el tipo de contrato adjudicado (servicios, utilidad compartida, producción compartida y licencias, o una combinación de los anteriores), al igual que el diseño técnico de cada contrato.
 - La Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) definirá los términos económicos y fiscales de cada contrato.
 - La Comisión Nacional de Hidrocarburos realizará la licitación de conformidad con lo establecido por la SENER y la SHCP.
 - La Comisión Reguladora de Energía regulará y otorgará permisos de almacenamiento, transporte y distribución por ductos.
 - La Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos se creará para que regule y supervise la seguridad operativa y protección del medio ambiente.
- Fondo Mexicano del Petróleo:
 - Se creará el Fondo Mexicano del Petróleo, el cual administrará y distribuirá los ingresos provenientes de las asignaciones y contratos, tales como derechos y regalías, mas no impuestos.

Régimen fiscal

El régimen fiscal de Pemex se mantendrá sin modificación alguna durante 2014.

Exportación de crudo Olmeca

Con el fin de diversificar y reforzar la participación del petróleo crudo mexicano en el mercado internacional, a partir de 2014 Petróleos Mexicanos exportará crudo Olmeca a Europa; asimismo, exportará crudo Istmo a los mercados de los costa oeste de Estados Unidos y el Lejano Oriente a partir de la Terminal Marítima de Salina Cruz, Oaxaca.

Acuerdos

Durante 2013, se firmaron una serie de acuerdos y memorándums de entendimiento con diferentes bancos de desarrollo y de exportación, al igual que con diferentes compañías petroleras. Para mayor información sobre los acuerdos firmados durante el año, por favor consultar los Reportes de Resultados no Dictaminados 2013 previos a través de la siguiente liga: <http://ri.pemex.com/index.cfm?action=content§ionID=14&catID=12146>.

El 15 de enero de 2014 Petróleos Mexicanos firmó un acuerdo de transferencia tecnológica en materia de construcción naval con el astillero Barreras, Talleres Navales del Golfo (Veracruz), Servicios Navales Industriales (Sinaloa), Servicios Portuarios (Baja California) y Fundiciones Rice (Sinaloa). El objetivo del acuerdo es compartir experiencias a fin de potenciar las capacidades de los astilleros y la industria auxiliar de México.

El 24 de enero de 2014 Petróleos Mexicanos firmó un acuerdo de cooperación con la empresa petrolera rusa Lukoil para trabajar de manera conjunta en temas relacionados con actividades de exploración y producción.

Dirección de Procura y Abastecimiento

El 17 de enero de 2014, el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos aprobó la creación de la Dirección Corporativa de Procura y Abastecimiento (DCPA), la cual centralizará las compras relacionadas a bienes, servicios y arrendamientos operativos y de obra pública de todo PEMEX, lo que permitirá un mejor aprovechamiento del poder de compra de la empresa a fin de generar ahorros y desarrollar procesos estandarizados, ágiles, oportunos y más transparentes.

Arturo Henríquez Autrey estará al frente de DCPA. Debido a que la DCPA se integrará a partir de personal que actualmente trabaja en áreas de suministro en Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios, no habrá incremento en la plantilla laboral.

Seguridad industrial

Durante el cuarto trimestre de 2013, el índice de frecuencia acumulado para el personal de PEMEX, se ubicó en 0.37, lo que representó una disminución de 34.2% respecto al mismo periodo del 2012; dicha cifra es 21% inferior al valor de 0.474 registrado como estándar internacional de la OGP (Oil & Gas Producers). Del mismo modo, el índice de gravedad acumulado de lesiones se redujo 24% con respecto al registrado en el mismo periodo de 2012.

En el periodo de enero a diciembre 2013, el índice de frecuencia disminuyó en 5.7% con respecto al año anterior, como resultado de la aplicación y mantenimiento de campañas de seguridad.

Subsidio al gas LP

De acuerdo con las disposiciones del Ejecutivo Federal en materia de precios del gas LP, en los últimos años se han publicado en el Diario Oficial de la Federación diversos decretos en los que se establecen precios máximos de venta de primera mano y de venta a usuarios finales.

Durante 2013, se mantuvo la política de precios máximos para el gas LP. Para tal efecto, se expidieron doce decretos, con vigencia mensual, por medio de los cuales el precio ponderado nacional al público se incrementó, en Ps. 0.07 / kg cada mes durante el periodo de enero a octubre, y en Ps. 0.09 / kg para noviembre y diciembre.

El impacto económico para PEMEX del subsidio de gas LP de enero a diciembre de 2013 ascendió a Ps. 4,769 millones.

**Director de Pemex-
Exploración y
Producción (PEP)**

El 7 de febrero de 2014, el Ing. Carlos Morales Gil presentó su renuncia como Director de PEP. El Ing. Gustavo Hernández García, Subdirector de Planeación, fungirá como Encargado de Despacho.

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

Ana Lourdes Benavides Escobar

ana.lourdes.benavides@pemex.com

Celina Torres Uribe

celina.torres@pemex.com

Mariana López Martínez

mariana.lopezm@pemex.com

David Ocañas Jasso

david.ocanas@pemex.com

Alejandro López Mendoza

alejandro.lopezm@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 2012 de Petróleos Mexicanos registrada ante la Securities and Exchange Commission (SEC) el 30 de abril de 2013. 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 33 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 31 de diciembre de 2013 de Ps. 13.0765 = 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 diésel 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 diésel para uso automotriz; en caso contrario, el IEPS lo absorbe la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) y lo acredita a Pemex - Refinación (PR), 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 diésel es, principalmente, el IEPS. "El precio al público", o "precio final", de gasolinas y diésel lo establece la SHCP. El "precio productor" de gasolinas y diésel de PR 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 PR 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 Comisión de Valores de los Estados Unidos de América (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 Nacional Bancaria y de Valores (CNBV), disponibles en nuestro portal www.pemex.com, o en Marina Nacional 329, Piso 38, Col. Petróleos Mexicanos, Cd. de México, 11311, o en el (52 55) 1944 9700. Estos reportes también pueden ser obtenidos en el portal de la Bolsa Mexicana de Valores (www.bmv.com.mx) o en el de la SEC (www.sec.gov).

Proyecciones a futuro

Este documento contiene proyecciones a futuro, las cuales se pueden realizar en forma oral o escrita en nuestros reportes periódicos a la CNBV y a la SEC, 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 Petróleos Mexicanos registrada ante la SEC (www.sec.gov). Estos factores pueden provocar que los resultados realizados difieran materialmente de cualquier proyección.

PEMEX

Petróleos Mexicanos, sus Organismos Subsidiarios y sus Compañías Subsidiarias (PEMEX) conforman la empresa mexicana de petróleo y gas. Creada en 1938, es 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 Comercio Internacional, S.A. de C.V.