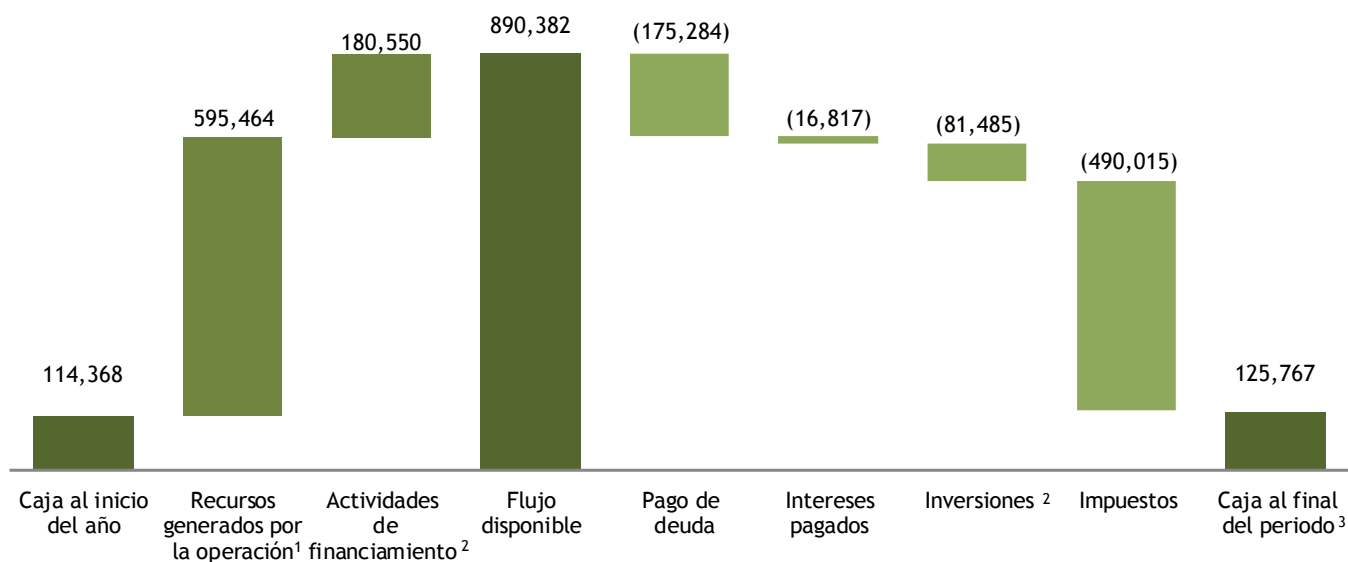


Reporte de resultados de Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias al 30 de junio de 2012¹

Del 1 de mar. al 30 de jun.	2011 (Ps. MMM)	2012 (Ps. MMM)	Variación	2012 (U.S.\$ MMM)	Aspectos relevantes
Ventas totales	393.3	406.1	3.2%	29.7	→ Las ventas totales ascendieron a Ps. 406.1 miles de millones.
Rendimiento bruto	206.3	200.5	-2.8%	14.7	→ El EBITDA incremento 2.5% debido al incremento en ingresos.
Rendimiento de operación	235.8	235.3	-0.2%	17.2%	→ Los impuestos y derechos representaron el 54% de las ventas totales.
Rendimiento antes de impuestos y derechos	235.9	192.8	-18.3%	14.1	→ PEMEX registró una pérdida neta de Ps. 25.9 miles de millones en consecuencia de un resultado integral de financiamiento negativo y un incremento en costos y gastos como resultado de mayor gasto de inversión en el trimestre.
Impuestos y derechos	219.9	218.7	-0.5%	16.0	
Rendimiento (pérdida) neta	16.0	(25.9)		(1.9)	

Fuentes y usos de recursos al 30 de junio de 2012
(Ps. MM)



(1) Antes de impuestos.

(2) Excluye Contratos de Obra Pública Financiada.

(3) Incluye un efecto negativo de Ps. 1,015 millones por cambios en el valor del efectivo.

¹ PEMEX presenta este reporte para dar a conocer sus resultados financieros y operativos preliminares del segundo trimestre de 2012. 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 segundo trimestre de 2012, que se llevará a cabo el 27 de julio de 2012. Los anexos, versiones estenográficas y documentos relevantes pueden descargarse en www.ri.pemex.com.

Resultados operativos

PEMEX				
Principales estadísticas de producción				
	Del 1 de abr. al 30 de jun. de			
	2011	2012	Variación	
Explotación				
Total de hidrocarburos (Mbpced)	3,732	3,689	-1.2%	(43)
Hidrocarburos líquidos (Mbd)	2,609	2,582	-1.0%	(27)
Crudo (Mbd)	2,558	2,540	-0.7%	(18)
Condensados (Mbd)	52	42	-17.9%	(9)
Gas natural (MMpcd) ⁽¹⁾	6,704	6,418	-4.3%	(286)
Transformación industrial				
Gas seco de plantas (MMpcd) ⁽²⁾	3,703	3,711	0.2%	8
Líquidos del gas natural (Mbd)	402	382	-5.1%	(20)
Petrolíferos (Mbd) ⁽³⁾	1,319	1,391	5.5%	72
Petroquímicos (Mt)	1,467	1,172	-20.1%	(296)

(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.

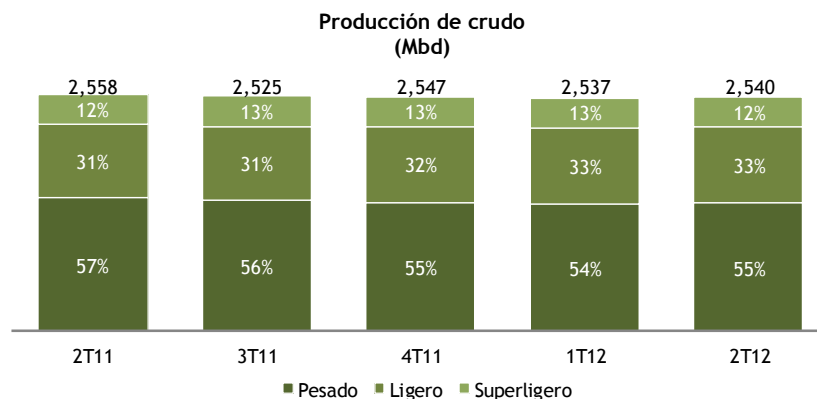
Exploración y producción 2T12

Producción de crudo

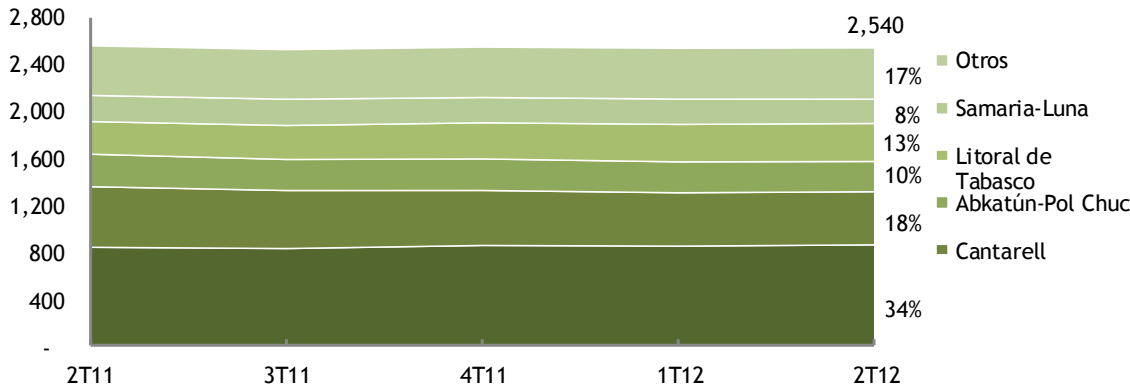
La producción total de petróleo crudo alcanzó 2,540 Mbd, 0.7% menor al promedio del segundo trimestre de 2011. La diferencia se debió a:

- Demoras en la terminación de pozos en Cantarell debido a retrasos en la contratación de equipos de perforación, consecuencia del aplazamiento de procesos de licitación, así como por cambios en las condiciones de mercado.
- La declinación natural de campos en los proyectos Delta del Grijalva de la Región Sur, Crudo Ligero Marino de la Región Marina Suroeste y Cantarell de la Región Marina Noreste.

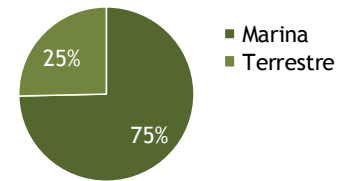
Lo anterior fue parcialmente compensado por mayor producción (aproximadamente 18 Mbd) en el proyecto Aceite Terciario del Golfo (ATG), como resultado del inicio de operación de nuevos pozos y la aplicación de acciones orientadas al mantenimiento de la producción base. De igual forma, se incrementó la producción de crudo ligero en 5.9%, derivado de las actividades de terminación y reparación de pozos en los proyectos Yaxché y Chuc, en la Región Marina Suroeste, Ogarrio-Magallanes, en la Región Sur y Aceite Terciario del Golfo (ATG) de la Región Norte.



Producción de crudo por Activo (Mbd)



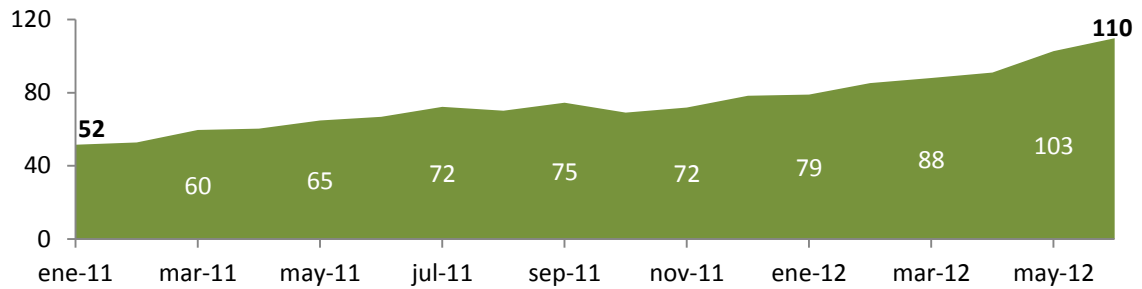
Producción de crudo por región 2T12 (Mbd)



Administración de la producción en Cantarell

Pemex continúa realizando esfuerzos para consolidar la producción en el Activo Cantarell. Un ejemplo es el Campo Sihil que se localiza a 80 kilómetros aproximadamente al Noroeste de Ciudad de Carmen, Campeche, dentro de la plataforma del Golfo de México con tirantes de agua que varían de 40 a 60 metros de profundidad y tiene un área aproximada de 67 km². Sihil representa el 24% de la producción del Activo Cantarell y de enero 2011 a junio 2012, la producción del campo ha incrementado 113% (58 Mbd) debido a la entrada en operaciones de nuevos pozos, así como la aplicación de nuevas estrategias de explotación.

Producción del Campo Sihil (Mbd)



Producción de gas natural

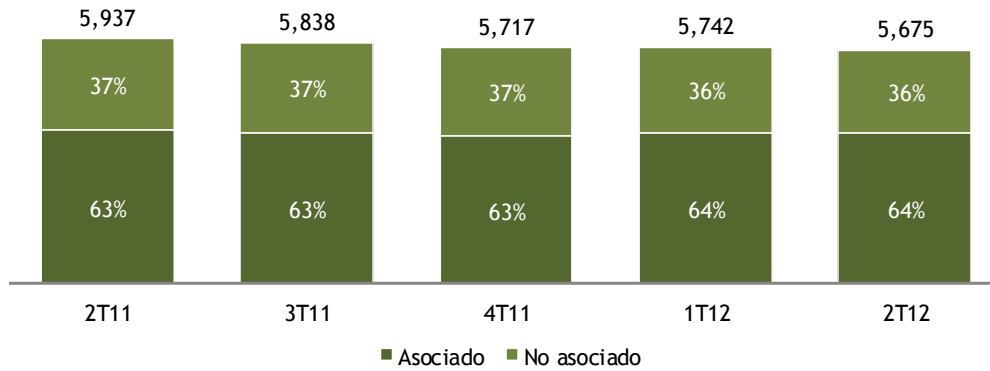
La producción total de gas natural fue inferior en 4.4%² debido a:

- Una disminución en la producción de gas asociado por la declinación natural de la producción de campos en los Activos Abkatún-Pol Chuc de la Región Marina Suroeste, Samaria-Luna de la Región Sur y Cantarell de la Región Marina Noreste, así como de las acciones emprendidas en este último proyecto para la administración de la explotación de la zona de transición.
- Menor producción de gas no asociado derivado de la reducción programada de las actividades de perforación y terminación de pozos en los Activos Burgos y Veracruz, de la Región Norte, en respuesta al comportamiento de los precios del gas en el mercado de EEUU.

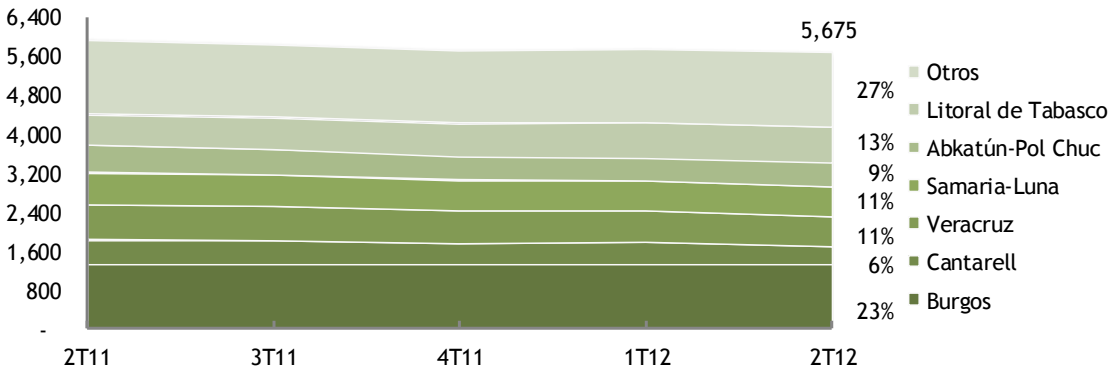
Lo anterior fue parcialmente compensado por aumentos en la producción de gas asociado en los Activos Litoral de Tabasco de la Región Marina Suroeste y Aceite Terciario del Golfo de la Región Norte.

² No incluye nitrógeno.

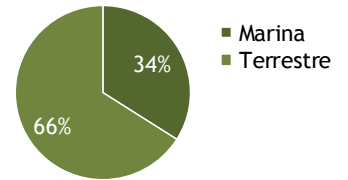
Producción de gas natural (MMpcd)



Producción de gas natural por Activo (MMpcd)



Producción de gas natural por tipo de campo 2T12 (MMpcd)



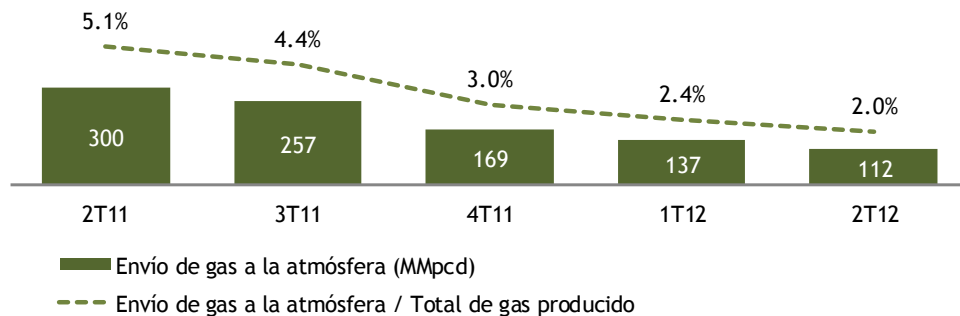
Envío de gas a la atmósfera

El envío de gas a la atmósfera se contrajo 62.8% debido, principalmente, a:

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

El aprovechamiento de gas natural fue mayor a 98%.

Envío de gas a la atmósfera

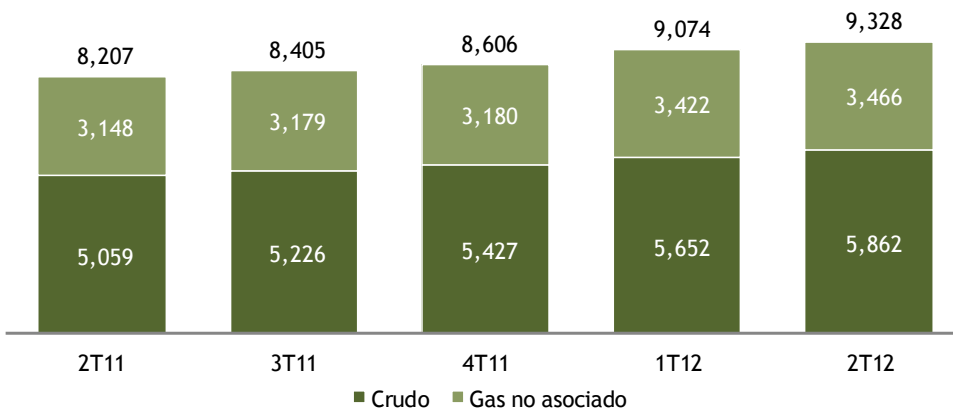


Infraestructura de operación

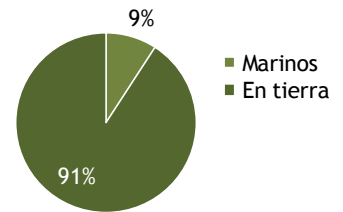
PEMEX continúa ampliando el uso de tecnología e información en sus actividades de perforación para mejorar la eficiencia y la generación de valor.

- La terminación de pozos se incrementó en 53 pozos debido, principalmente, a mayor actividad de perforación de desarrollo en los proyectos ATG y el Complejo Antonio J. Bermúdez.
- El promedio de número de pozos en operación ascendió a 9,328, 1120 pozos mas que el promedio del segundo trimestre de 2011. Esto se atribuyó a:
 - Mayor conexión de pozos en el Activo ATG;
 - Reapertura de pozos de producción en el Activo Poza Rica-Altamira.
- El número de equipos en operación aumentó 14% por mayor actividad en los proyectos ATG y Complejo Antonio J. Bermúdez.

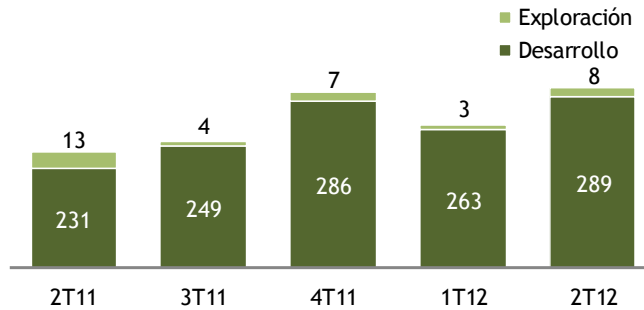
Pozos promedio en operación



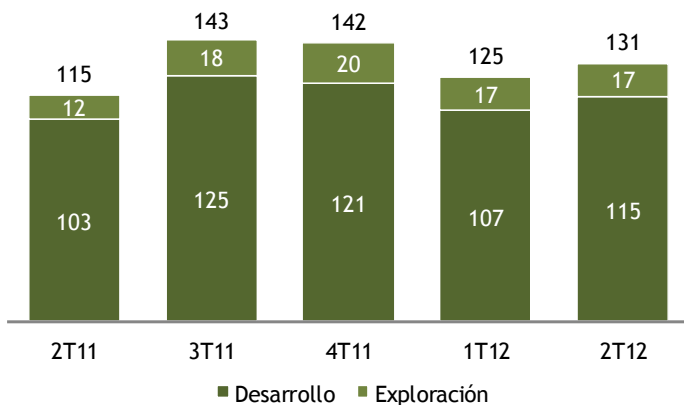
Pozos promedio en operación por tipo de campo 2T12



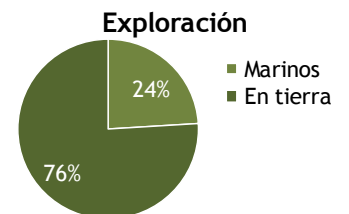
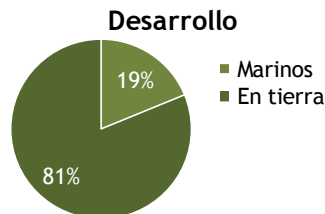
Pozos terminados



Equipos de perforación promedio



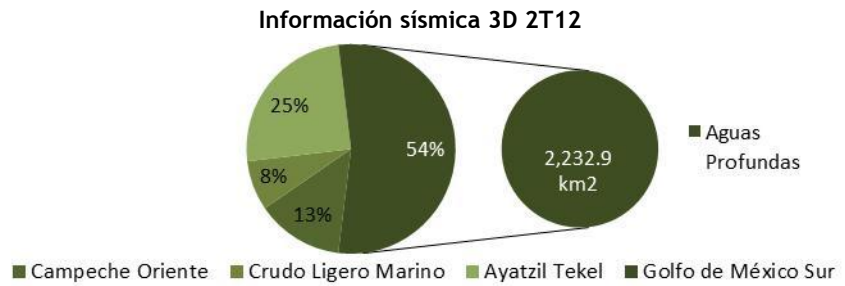
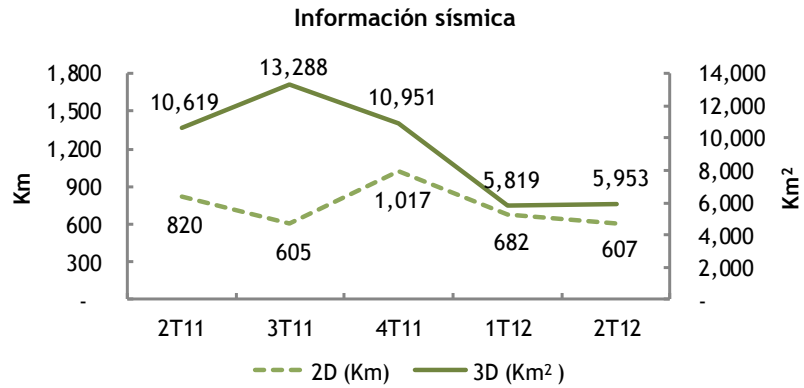
Equipos de perforación promedio por tipo 2T12



Información sísmica

La adquisición de información sísmica 2D disminuyó 26%, debido a que se concluyeron los estudios Loma Bonita-Ixcatlan y Piedras Negras. Sin embargo, se iniciaron estudios en Perla y Regional Sabinas en la actividad exploratoria del proyecto Muzquiz, en Coahuila.

La información sísmica 3D disminuyó 44%, debido a la conclusión de los estudios Centauro, Ixic y Tzumat.



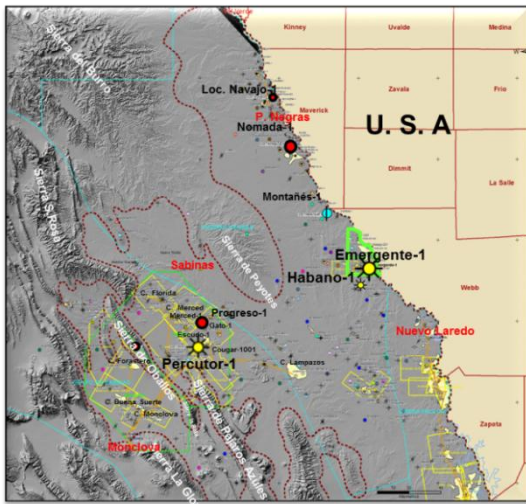
Descubrimientos

Como resultado de la actividad exploratoria, los pozos Percutor-1 y Habano-1, confirmaron la presencia de gas lutitas en el activo Burgos.

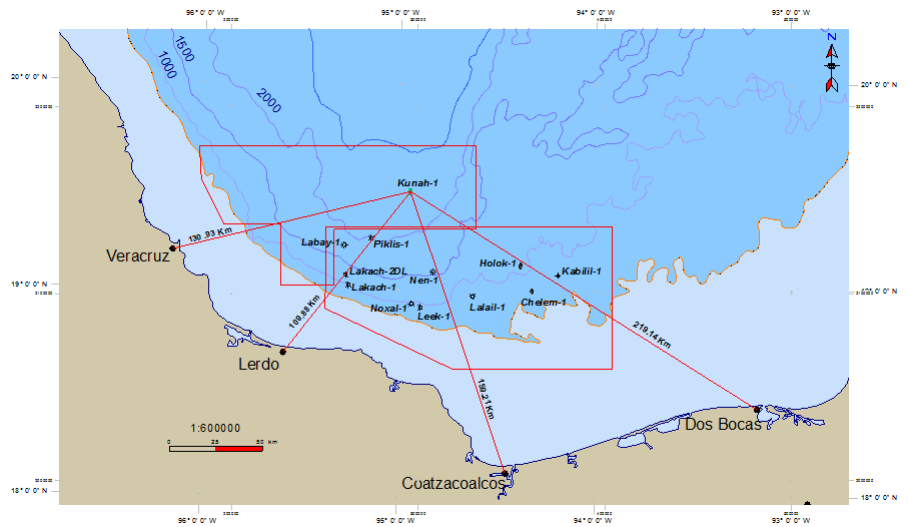
El pozo Kunah- 1 confirmó el potencial petrolífero de la provincia de Cinturón Plegado Catemaco en el activo Litoral de Tabasco. El pozo Kunah-1 se destaca por ser el de mayor productividad en aguas profundas en un tirante de agua de 2,157 metros. Adicionalmente, se identificaron cinco yacimientos de gas húmedo en diferentes intervalos, los cuales tienen profundidades que van de 2,845 a 4,103 metros. Se estima certificar reservas 3P en un rango de entre 1.5 y 2 billones de pies cúbicos de gas.

PEMEX						
Principales descubrimientos del primer semestre de 2012						
Proyecto	Pozo	Era geológica	Producción inicial		Tipo de hidrocarburo	
			Crudo y condensados (bd)	Gas (MMpcd)		
Burgos	Percutor-1	Cretácico Superior Eagle Ford		2.2	Gas seco	
	Habano-1	Cretácico Superior Eagle Ford	27	2.8	Gas y condensado	2T12
Litoral de Tabasco	Kunah-1	Mioceno Inferior	143	33.9	Gas húmedo	
Veracruz	Gasífero-1	Mioceno Medio Inferior	820.0	0.3	Aceite ligero	1T12

Exploración de recursos en lutitas



Exploración en aguas profundas



Exploración y producción 1S12

En el primer semestre de 2012, PEMEX reforzó su estrategia de ampliar el número de Activos productivos así como de estabilizar o aumentar la producción de Activos existentes.

Producción de crudo

La producción de crudo durante el primer semestre de 2012 se ubicó en 2,538 Mbd, mostrando una disminución de 26 Mbd respecto al mismo periodo en 2011, debido a:

- Una contingencia ocurrida en el Centro de Proceso Ku-S, en el Activo Ku-Maloob-Zaap, que causó un diferimiento en la producción.
- Menor producción de crudo pesado debido a la declinación natural de campos en el Activo Cantarell, así como a demoras en la terminación de pozos en dicho Activo por retrasos en la contratación de equipos de perforación, consecuencia del aplazamiento de procesos de licitación, así como por cambios en las condiciones de mercado.
- Menor producción de crudo superligero, derivado principalmente de la declinación natural de los campos en los proyectos Delta del Grijalva de la Región Sur y Crudo Ligero Marino de la Región Marina Suroeste.

Las diferencias anteriores fueron parcialmente compensadas por incrementos en la producción de crudo en los proyectos Yaxché, Och-Uech-Kax, Chuc, Ogarrío Magallanes y en el Activo ATG.

Gas Natural

La producción de gas natural en el primer semestre de 2012 disminuyó 5.7% a 5,708 MMpcd, lo que se debió principalmente a:

- La declinación natural de la producción de gas asociado en los Activos, Abkatun-Pol Chuc, de la Región Marina Suroeste, Samaria Luna, de la Región Sur y Cantarell, de la Región Marina Noreste.
- Menor producción de gas no asociado, debido a la programación de menor actividad de perforación y terminación de pozos en los Activos Burgos y Veracruz, de la Región Norte.

Lo anterior fue parcialmente compensado por aumentos en la producción de gas asociado en los Activos Litoral de Tabasco, de la Región Marina Suroeste, y ATG, de la Región Norte.

Aprovechamiento de gas

El envío de gas a la atmósfera se redujo en 56.5% a 124 MMpcd derivado de:

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

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

Información Sísmica

La obtención de información sísmica 2D disminuyó 27% debido a la conclusión de la etapa de adquisición y la transición a la fase de interpretación principalmente en las zonas identificadas como posibles productoras de hidrocarburos en lutitas (gas shale). Sin embargo se iniciaron nuevos estudios como Perla y Regional Sabinas en el estado de Coahuila

La información sísmica 3D fue menor en 41% debido a que se concluyeron el estudio de Centauro 3D en enero de 2012 y los estudios de Yoka-Butub 3D en febrero de 2012. Cabe mencionar que de información sísmica 3D adquirida, corresponden a los proyectos de aguas profundas del Área Perdido y Golfo de México Sur Primera Etapa, a las Cuencas del Sureste, Burgos y Veracruz, las cuales están orientadas a la incorporación de nuevas reservas de hidrocarburos para el desarrollo de otros campos.

Lo anterior obedece al programa de información sísmica para el primer semestre de 2012

Descubrimientos Entre los pozos exploratorios del 2012, destacan el pozo Gasífero-1, en la cuenca de Veracruz con el que se confirma la existencia de hidrocarburos ligeros con una producción inicial de 820 bbd de aceite ligero y 0.3 MMpcd de gas.

El pozo Kunah- 1 confirmó el potencial petrolífero de la provincia de Cinturón Plegado Catemaco en el Activo Litoral de Tabasco. Se destaca por ser el pozo de mayor productividad en aguas profundas del lado mexicano del Golfo de México, con un tirante de agua de 2,157 metros y con el cual se lograron identificar cinco yacimientos de gas húmedo en diferentes intervalos, los cuales tienen profundidades que van de 2,845 a 4,103 metros. Se estima certificar reservas 3P en un rango de entre 1.5 y 2 billones de pies cúbicos de gas.

Adicionalmente los pozos Percutor-1 y Habano-1, confirmaron la presencia de gas lutitas gasíferas en el Activo Burgos. Actualmente se están estimando sus niveles de reservas.

Proyectos de exploración y producción

Contratos Integrales

El 19 de junio de 2012 se llevó a cabo la segunda ronda de licitaciones de Contratos Integrales para Exploración y Producción en campos maduros de la Región Norte. Se licitaron seis bloques de los cuales fueron asignados cuatro de la siguiente forma:

- El bloque Altamira se asignó a Cheiron Holdings Limited que pertenece a la empresa Pico International Petroleum;
- El bloque Pánuco se asignó a Dowell Schlumberger de México S.A. de C.V. con Petrofac de México S.A. de C.V; y
- Los bloques Tierra Blanca y San Andrés fueron asignados a Monclova Pirineos Gas S.A. de C.V. en consorcio con Alfasid del Norte S.A. de C.V.

Durante el proceso se adquirieron 83 paquetes de bases de licitación por 31 empresas nacionales e internacionales, para las seis áreas contractuales.

Los campos adjudicados cuentan con una reserva 3P de 98 MMbpce. Adicionalmente cuentan con recursos prospectivos de 282 MMbpce. Se estima que con estos nuevos contratos la producción podría ascender 70 Mbd.

Para mayor información consulte [Contratos Integrales Exploración y Producción](#)³

Perforación de pozos en aguas profundas del Golfo de México

En el segundo trimestre del año, la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) autorizó la perforación de los pozos Trión - 1 y Supremus - 1 en el Cinturón Plegado de Perdido y el pozo Kunah-1DL en el Cinturón Plegado de Catemaco; los cuales se encuentran en aguas profundas del Golfo de México.

Seguridad de operaciones en aguas profundas

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

³ <http://contratos.pemex.com/portal/>

Procesos industriales 2T12

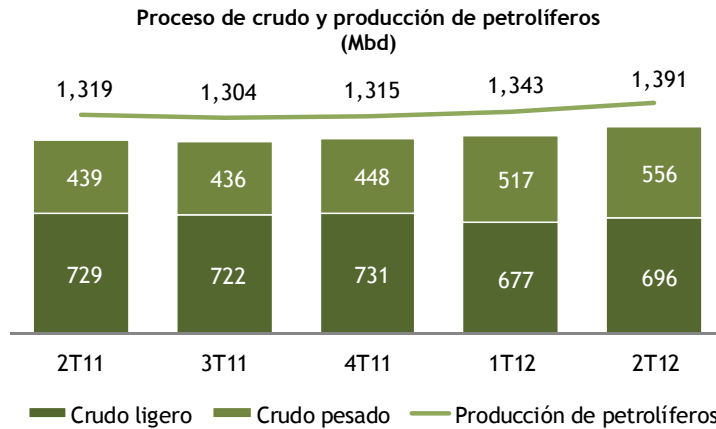
Proceso de crudo

El proceso total de petróleo crudo aumentó 7.2% debido principalmente a:

- la estabilización de operaciones en las nuevas plantas de la Refinería de Minatitlán; y
- la programación de ciclos de mantenimiento.

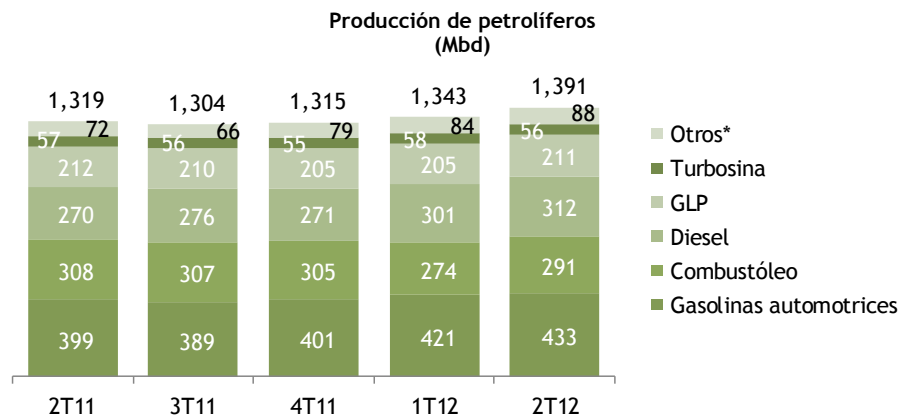
El proceso de crudo ligero disminuyó 4.5% y el proceso de crudo pesado incrementó 26.6% debido al cambio en la mezcla de crudo que recibió la Refinería de Minatitlán.

La capacidad utilizada de destilación primaria disminuyó 2.7 puntos porcentuales, de 76.4% a 73.7% debido principalmente, a la incorporación de las nuevas plantas en la Refinería de Minatitlán, que, a pesar de haber entrado en operación, existen aún algunos procesos en fase de estabilización.



Producción de petrolíferos

La producción total de petrolíferos aumentó 5.5%, o 72 Mbd, debido al incremento en el proceso de crudo y la entrada en operación de las nuevas plantas en la Refinería de Minatitlán. El incremento se observó principalmente en gasolinas y diesel.



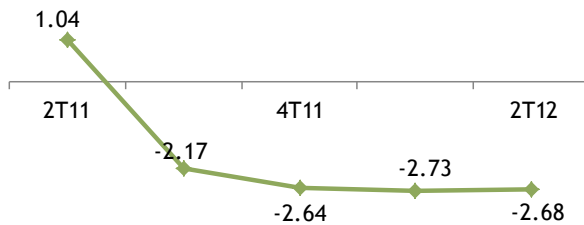
* Incluye parafinas, extracto de furfural, aeroflex, asfalto, lubricantes, coque, aceite cíclico ligero y otras gasolinas.

Margen variable de refinación

El margen variable de refinación disminuyó U.S.\$3.72 por barril, a un margen negativo de U.S.\$2.68 por barril, en comparación con el segundo trimestre de 2011. Lo anterior se derivó de la alta volatilidad que presentaron los precios del crudo y petrolíferos en los mercados internacionales y condiciones estructurales desfavorables en el mercado local.

Sin embargo, el desempeño operativo observó una mejoría debido a un aumento en la elaboración de productos de mayor valor agregado así como a una menor obtención de productos residuales.

Margen variable de refinación (U.S. \$/b)

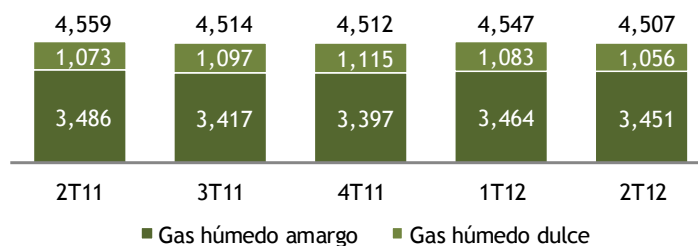


Proceso y producción de gas

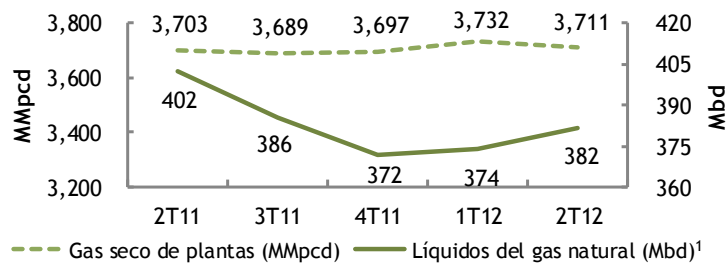
El proceso de gas natural fue 1.1% menor respecto al mismo periodo de 2011, como resultado de una menor disponibilidad de gas húmedo amargo de las Regiones Marinas y La Región Sur. Derivado de lo anterior, el proceso de condensados disminuyó 10 Mbd.

La producción de gas seco se incrementó 8 MMpcd debido a un menor contenido de licuables en el gas disponible para proceso. En relación a lo anterior, la producción de líquidos del gas se redujo 5.1% o 20 Mbd.

Proceso de gas (MMpcd)



Producción de gas y líquidos del gas



(1) Incluye el proceso de condensados.

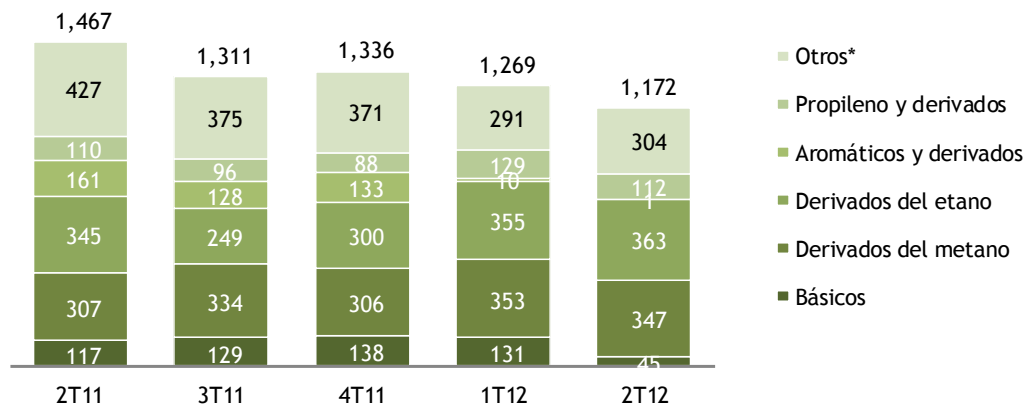
Producción de petroquímicos

La elaboración de petroquímicos descendió 20.1%, debido a la suspensión temporal de la producción de la cadena de aromáticos como consecuencia de los trabajos de integración de la planta de reformado catalítico (CCR platforming) en el centro petroquímico La Cangrejera.

Lo anterior fue parcialmente compensado lo siguiente:

- un aumento en la cadena de derivados del metano, principalmente del amoniaco; y
- un aumento en la cadena de derivados de etano, principalmente del etileno y del cloruro de vinilo.

Se estima que para el tercer trimestre del año se inicien las pruebas y la estabilización de la planta de reformado catalítico (CCR platforming) en el centro petroquímico La Cangrejera.

Producción de petroquímicos
(Mt)

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

Procesos industriales 1S12

Proceso de crudo

Durante el primer semestre de 2012, el proceso total de petróleo crudo fue de 1,223 Mbd, 5% superior al proceso registrado en el mismo semestre de 2011. Lo anterior fue resultado de la normalización de operaciones de la planta hidrodesulfuradora de gasóleos de la Refinería en Cadereyta, a la estabilización de la operación de nuevas plantas en la Refinería de Minatitlán, así como a la programación de mantenimientos en el Sistema Nacional de Refinación.

La capacidad utilizada de destilación primaria registró un descenso de 3.7 puntos porcentuales, respecto al mismo periodo de 2011, para ubicarse en 72.5%. Ya que algunos procesos de las nuevas plantas operando en la Refinería de Minatitlán, aún se encuentran en la fase de estabilización.

Producción de petrolíferos

Durante el primer semestre de 2012, la producción total de petrolíferos aumentó 3.4% en comparación con el primer semestre de 2011, destacando principalmente la producción de gasolinas y diesel.

El desempeño en el Sistema Nacional de Refinación ha mostrado mejoras operativas por un mayor proceso de crudo pesado, una mayor elaboración de productos ligeros y una menor obtención de productos residuales. Sin embargo, durante el primer semestre de 2012, el margen variable de refinación disminuyó U.S.\$4.96 por barril para ubicarse en un margen negativo de U.S.\$2.70 por barril respecto al mismo periodo de 2011. Lo anterior a causa de la alta volatilidad de los precios del crudo y productos refinados en los mercados internacionales y a condiciones estructurales desfavorables en el mercado local.

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

Durante el primer semestre de 2012, el proceso de gas natural fue 0.3% menor respecto al mismo periodo de 2011, como resultado de una menor disponibilidad de gas húmedo amargo de las regiones marinas, el cual fue parcialmente compensado por mayor disponibilidad de gas húmedo dulce proveniente de la Región Norte.

Por su parte, el proceso de condensados disminuyó 8 Mbd debido a menor oferta proveniente de las Regiones Marinas y la Región Sur.

Durante el primer semestre de 2012, la producción de gas seco se incrementó 0.9% o 31 MMpcd, principalmente debido a una mayor disponibilidad de gas húmedo dulce proveniente de la Región Norte y a un menor contenido de licuables en el gas disponible para proceso. Como consecuencia de lo anterior, y a un menor contenido de licuables en las corrientes de gas amargo, la producción de líquidos del gas natural disminuyó en 5.5%.

Producción de petroquímicos La elaboración total de petroquímicos se ubicó en 2,440 Mt, 16.9% inferior a la producción en el primer semestre de 2011.

Lo anterior obedece a que la cadena de aromáticos y derivados ha permanecido fuera de operación, debido a la continuación de trabajos de integración de la planta de reformado catalítico (CCR platforming) en el centro petroquímico La Cangrejera.

Sin embargo, lo anterior fue parcialmente compensado por un aumento de la producción en la cadena de derivados del metano, debido a condiciones normales de operación de las plantas de amoniaco y metanol en comparación con el mismo semestre de 2011. Asimismo hubo mayor demanda nacional para la producción de fertilizantes.

Adicionalmente se observó un aumento en la cadena de derivados del etano por mayor volumen de ventas de etileno en el mercado exterior, y de cloruro de vinilo por mayor disponibilidad, con respecto al mismo periodo del año anterior.

Proyectos de organismos industriales

Gasolinas Limpias El 29 de junio de 2012, la Refinería Ing. Antonio Dovalí Jaime en Salina Cruz, Oaxaca, recibió la primera de cuatro torres de proceso para el proyecto de gasolinas limpias con ultra bajo azufre. El “Proyecto de Calidad de Combustibles” derivado de la NOM-086, abarca todo el Sistema Nacional de Refinación. Actualmente el proyecto se encuentra en la fase de Procura y Construcción.

La NOM-86 está enfocada a la reducción en el contenido de azufre en las gasolinas y el diesel, con lo cual estos combustibles están a la par de la calidad requerida en los países más desarrollados

Franquicias El número de estaciones de servicio registradas al 30 de Junio fue de 9,832, es decir 4% más que las registradas en el mismo periodo del año anterior.

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

Este centro, además de incrementar la seguridad y la confiabilidad operativa del transporte de hidrocarburos por ducto, será un respaldo del Centro de Control principal a fin de que en cualquier contingencia no se pierda el monitoreo centralizado y control en tiempo real de los sistemas de transporte por ducto y la programación de la logística de distribución de productos.

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

Importación de Gas LP En noviembre de 2011 Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB) llevó a cabo con éxito la subasta en reversa para la importación de gas licuado del petróleo. La empresa ganadora fue Petredec Ltd. con la asignación de contratos multianuales. En abril de 2012 inició el abastecimiento y esto se traduce en ahorros por hasta más de US\$100 millones.

CPQ Cangrejera El contrato para el desarrollo de la ingeniería, procura, construcción y puesta en operación de la Unidad de Proceso CCR Platforming, presenta un avance físico real de 98.11%. El arranque de pruebas y estabilización se estima para el tercer trimestre de 2012.

Resultados financieros

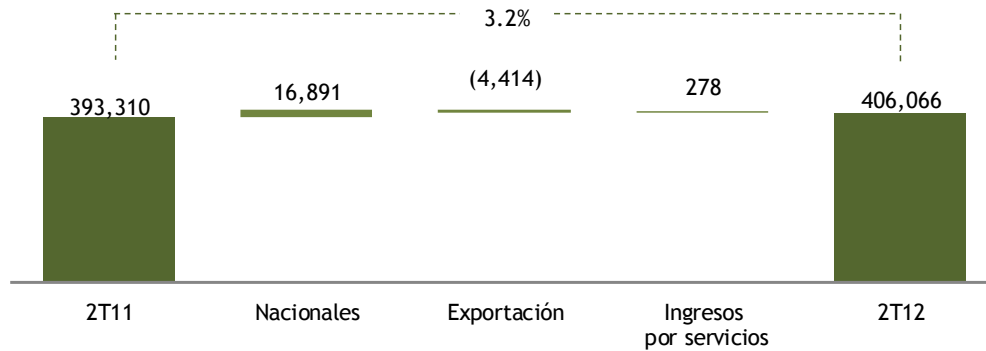
PEMEX					
Estado de resultados consolidado					
	Del 1 de abr. al 30 de jun. de				
	2011	2012	Variación	2012	
	(Ps. MM)			(U.S.\$MM)	
Ventas totales	393,310	406,066	3.2%	12,756	29,742
En México	196,151	213,042	8.6%	16,891	15,604
De exportación	195,618	191,204	-2.3%	(4,414)	14,005
Ingresos por servicios	1,541	1,819	18.0%	278	133
Costo de ventas	186,993	205,547	9.9%	18,555	15,055
Rendimiento bruto	206,317	200,518	-2.8%	(5,799)	14,687
Gastos generales	21,167	29,703	40.3%	8,536	2,176
Gastos de distribución y transportación	7,468	6,249	-16.3%	(1,220)	458
Gastos de administración	13,699	23,455	71.2%	9,756	1,718
Otros ingresos (gastos)	50,612	64,468	27.4%	13,856	4,722
IEPS devengado	52,140	64,134	23.0%	11,994	4,697
Otros	(1,528)	335	121.9%	1,862	25
Rendimiento de operación	235,762	235,283	-0.2%	(479)	17,233
Resultado integral de financiamiento	165	(42,349)		(42,514)	(3,102)
Participación en resultados de subsidiarias y asociadas que no consolidan	(21)	(132)		(112)	(10)
Rendimiento antes de impuestos y derechos	235,907	192,802	-18.3%	(43,105)	14,122
Impuestos y derechos	219,863	218,719	-0.5%	(1,144)	16,020
Rendimiento neto	16,044	(25,917)		(41,961)	(1,898)
Otros resultados Integrales	(178)	(3,617)		(3,438)	(265)
Utilidad (pérdida) integral	15,865	(29,534)		(45,399)	(2,163)

Ventas

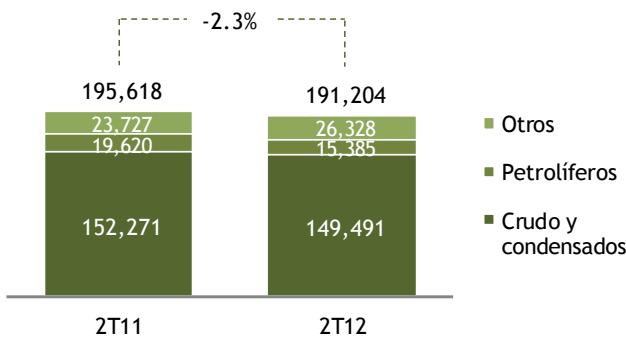
Las ventas totales registraron un incremento de 3.2%, principalmente como resultado de:

- Mayores precios de productos de venta en México: gasolina Magna (11.7%), gasolina Premium (5.4%), diesel (11.1%), diesel industrial (11.9%), combustóleo (25.7%), turbosina (9.2%) y asfaltos (29.2%); adicionalmente, se incrementaron los volúmenes de venta de algunos productos de venta en México: gasolina Premium (40.5%), diesel (3.2%), diesel industrial (32.4%) y turbosina (3.7%).
- Asimismo, el peso se depreció frente al dólar estadounidense 15.32% del peso, que pasó de Ps.11.8389 por dólar a Ps.13.6530 pesos por dólar. Lo anterior fue parcialmente compensado por:
 - Una caída de 4.36% en el precio de la mezcla mexicana de exportación de crudo, de U.S. \$105.82 por barril en el segundo trimestre de 2011 a U.S. \$101.20 por barril en el mismo trimestre de 2012. Adicionalmente, se registró una disminución de 9.3% en el volumen de crudo exportado, mismo que registró un volumen promedio de 1,214 Mbd en el trimestre.
 - Una disminución de 6.10% en el precio de la gasolina regular en la Costa Norteamericana del Golfo de México, de U.S.¢298.31 por galón en el segundo trimestre de 2011 a U.S.¢280.12 por galón en el segundo trimestre de 2012.

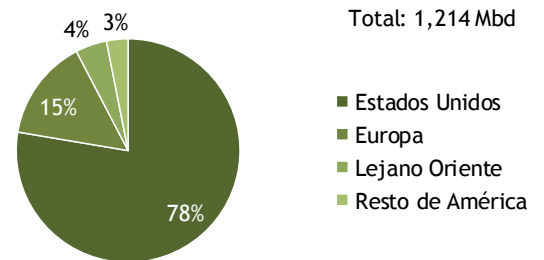
Evolución de las ventas
(Ps. MM)



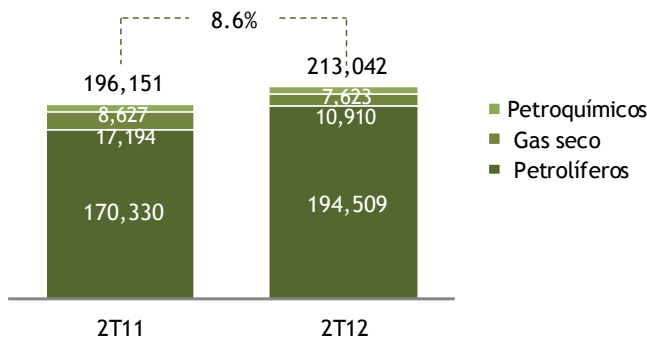
Exportaciones
(Ps. MM)



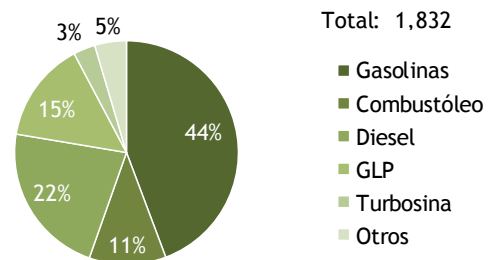
Exportaciones de crudo por destino geográfico
(Mbd)



Ventas en México
(Ps. MM)



Ventas de Petrolíferos en México
(Mbd)



Costos y gastos de operación

Durante el trimestre, el costo de ventas se incrementó en 9.9%, principalmente por un incremento del 10.8% en depreciación, 25.3% en amortización y 20.2% en gastos de operación. El incremento en los gastos de operación que integran el costo de ventas es resultado de incrementos en los siguientes conceptos: servicios auxiliares pagados a terceros, materiales y arrendamientos; lo anterior fue compensado por disminuciones en el costo neto del periodo de beneficios a empleados, honorarios pagados a terceros, fletes, regalías y seguros y fianzas.

Los gastos generales, integrados por gastos de administración y distribución registraron un incremento de 40.3% como resultado de un incremento de 71.2% en gastos administración, parcialmente compensado por una disminución de 16.3% en gastos de distribución.

- El incremento en gastos de administración es principalmente resultado de aumentos en gastos de conservación y mantenimiento, depreciación y costo neto del periodo de beneficios a

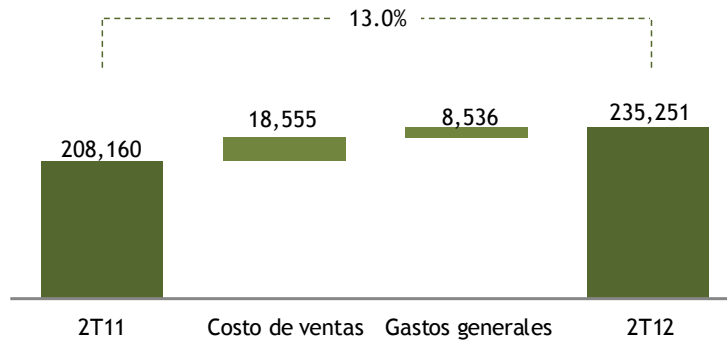
empleados.

- Por su parte, la disminución en gastos de distribución es resultado de menores gastos de conservación y mantenimiento, así como una disminución en el costo neto del periodo de beneficios a empleados y la depreciación.

Otros Ingresos

El incremento de 27.4% en otros ingresos es resultado, fundamentalmente, de un incremento de 23% en ingresos derivados de la tasa negativa del IEPS⁴.

Evolución de costos y gastos de operación (Ps. MM)

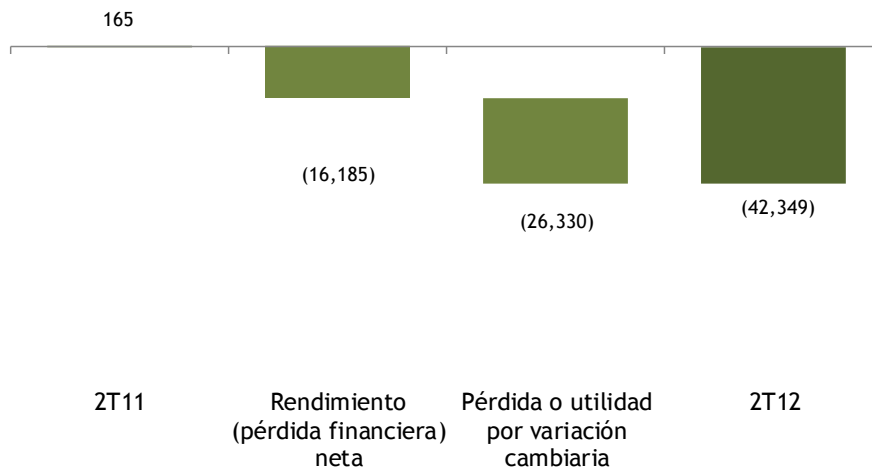


Resultado integral de financiamiento

El resultado integral de financiamiento registró una variación negativa de Ps. 42.5 miles de millones como resultado de:

- Mayores intereses a cargo de PEMEX.
- Mayor pérdida por variación cambiaria debido a la depreciación del peso respecto al dólar americano, en comparación con la apreciación del peso registrada durante el mismo periodo del año anterior.

Evolución del resultado integral de financiamiento (Ps. MM)

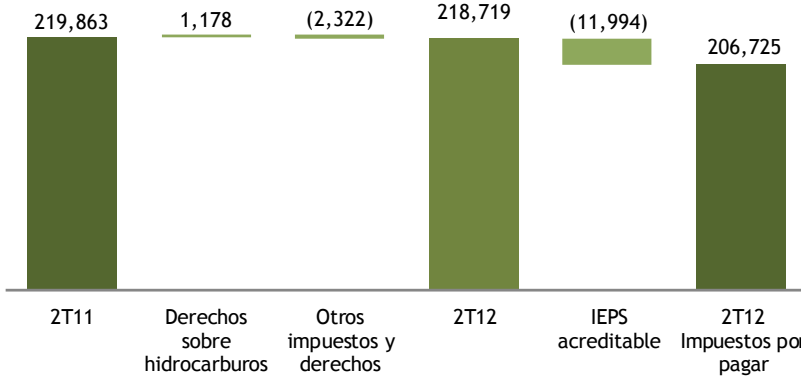


⁴ Impuesto Especial sobre Producción y Servicio.

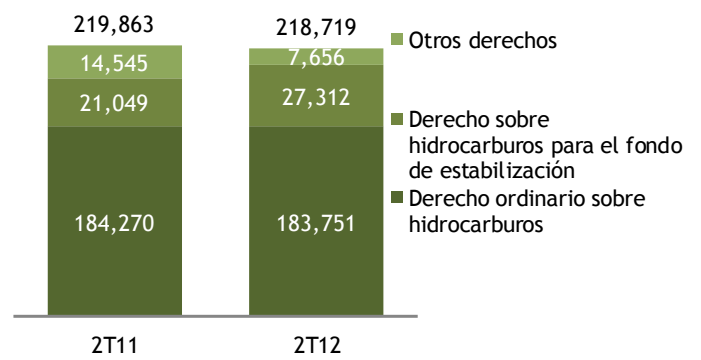
Impuestos y derechos

Lo anterior fue parcialmente contrarrestado por una mayor acreditación de IEPS. La disminución en impuestos y derechos de 0.5% es consecuencia de menores precios de referencia de la mezcla mexicana de crudo, el cual disminuyó 4.36%, de U.S.\$105.8 por barril, en el segundo trimestre de 2011, a U.S.\$101.2 por barril durante el mismo trimestre de 2012.

Evolución de los impuestos y derechos (Ps. MM)



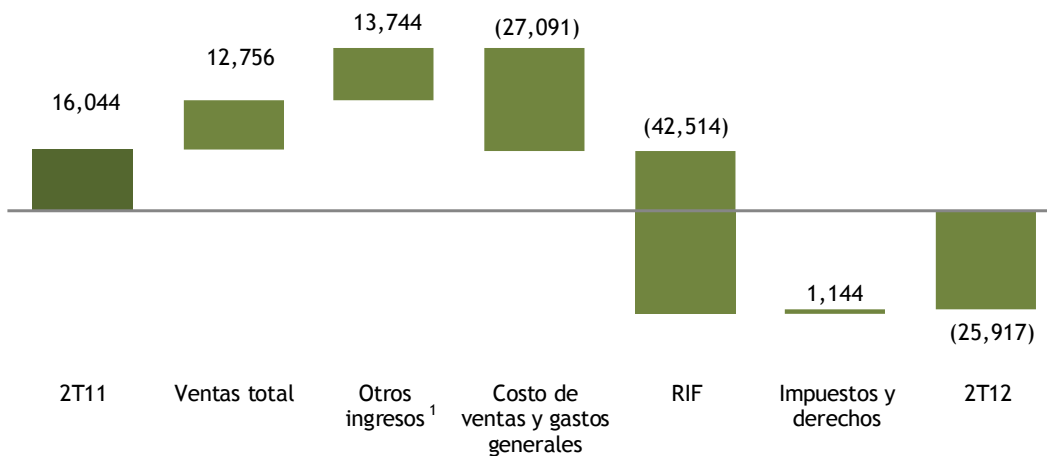
Impuestos y derechos (Ps. MM)



Rendimiento neto

En el segundo trimestre de 2012 se registró una pérdida neta de Ps. 25.9 miles de millones (U.S.\$1.9 miles de millones) como resultado de un incremento de Ps. 18.5 miles de millones en el costo de ventas, de Ps. 8.5 miles de millones en gastos generales y una variación negativa en el resultado integral de financiamientos por un monto de Ps.42.5 miles de millones. Lo anterior fue marginalmente compensado por una disminución en impuestos y derechos, así como un incremento en otros ingresos.

Evolución de la pérdida neta 2T11 vs 2T12 (Ps. MM)



(1) Incluye la variación en la participación de subsidiarias y asociadas que no consolidan de Ps. (111.8)

Estado de resultados del 1 de enero al 30 de junio de 2012

Ventas

Durante el primer semestre de 2012 los ingresos por ventas se incrementaron 9.6%, comparación con el mismo semestre de 2011, alcanzando Ps. 817.4 miles de millones.

Las principales razones del incremento en las ventas semestrales son las siguientes:

- Un aumento de 7.19% en el precio de la mezcla mexicana de crudo, de U.S.\$99.0 por barril durante el primer semestre de 2011 a U.S.\$106.1 por barril durante el primer semestre de 2012. Lo anterior fue parcialmente compensado por una disminución de 9.7% en el volumen de crudo de exportación, mismo que registró un volumen promedio de 1,224 Mbd en el semestre.
- Un aumento de 3.81% en el precio de la gasolina regular en la Costa Norteamericana del Golfo de México de U.S.¢280.21 por galón en el primer semestre de 2011 a U.S.¢290.89 en el primer semestre de 2012.
- Asimismo, se registraron mayores precios de productos de venta en México: gasolina Magna (11.6%), gasolina Premium (5.4%), diesel (11.1%), diesel industrial (11.7%), combustóleo (32.3%), turbosina (14.8%) y asfaltos (33.5%). Adicionalmente, los volúmenes de venta de los siguientes productos también registraron incrementos: gasolina Premium (33.7%), diesel (3.8%), diesel industrial (26.2%), propileno (12.8%) y turbosina (5.63%).

Costos y gastos de operación

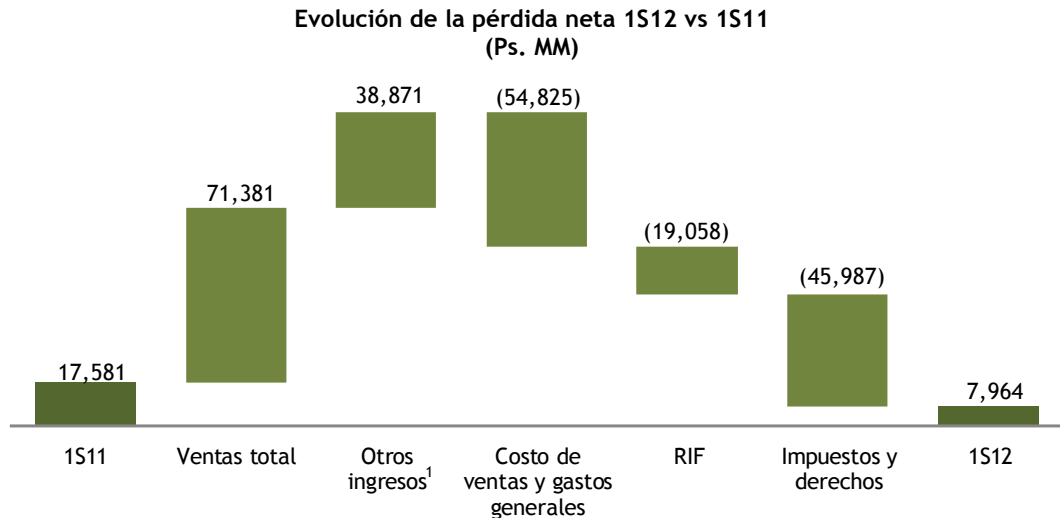
El costo de lo vendido registró un incremento de 11.2% durante el primer semestre de 2012, principalmente como resultado de:

- Un incremento del 6.7% en compras de productos para reventa, como resultado de mayores precios de hidrocarburos y sus derivados.
- Asimismo, se registraron incrementos en gastos de conservación y mantenimiento, pozos no exitosos, depreciación, amortización, servicios personales, provisión de pasivos, servicios auxiliares pagados a terceros, materiales y arrendamientos.
- Lo anterior fue parcialmente compensado por la disminución en costo neto de beneficios a empleados, gastos de exploración, honorarios pagados a terceros, regalías, así como seguros y fianzas.

Durante el primer semestre de 2012, los gastos generales, integrados por gastos de administración y distribución se incrementaron 36.9% como resultado de un incremento de 58.1% en gastos de administración, parcialmente compensada por una disminución de 5.5% en gastos de distribución.

- El incremento en gastos de administración es principalmente resultado de aumentos en gastos de conservación y mantenimiento, depreciación y costo neto del periodo de beneficios a empleados.
- En el caso de gastos de distribución, su disminución es consecuencia del decremento en gastos de conservación y mantenimiento, así como del costo neto del periodo de beneficios a empleados. Lo anterior fue parcialmente compensado por incrementos en depreciación, materiales y servicios técnicos pagados al Instituto Mexicano de Petróleo.

Otros ingresos	Durante el primer semestre de 2012 se registró un incremento de 50.2% en otros ingresos, principalmente como resultado de un aumento de 47.8% en ingresos derivados de la tasa negativa del IEPS.
Resultado integral de financiamiento	<p>Durante los primeros seis meses de 2012 el resultado integral de financiamiento fue negativo en un monto de 9.8 miles de millones, principalmente como resultado de:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Mayores intereses a cargo de PEMEX. • Menores intereses a nuestro favor. • Lo anterior fue parcialmente compensado por una utilidad en cambios, generada por la apreciación del peso respecto al dólar estadounidense.
Impuestos y derechos	Los impuestos y derechos se incrementaron 11.0% durante el primer semestre de 2012, registrando un nivel de Ps. 465.3 miles de millones. Este aumento se debe, principalmente, a mayores precios de referencia de la mezcla mexicana de crudo, que se incrementó en 7.19% con respecto al mismo semestre de 2011, de U.S.\$99.03 a U.S.\$106.15. Lo anterior fue parcialmente compensado por una mayor acreditación de IEPS.
Rendimiento neto	Durante el primer semestre de 2012, se registró una utilidad neta de Ps. 7.9 miles de millones de pesos (U.S.\$583 millones) principalmente como resultado de un incremento en ventas por mayores precios de la mezcla mexicana de crudo y un aumento en otros ingresos por mayores ingresos derivados de la tasa negativa de IEPS. Lo anterior fue parcialmente compensado por un incremento en el costo de ventas y en gastos generales, así como un resultado integral de financiamiento negativo y un incremento en impuestos y derechos.



(1) Incluye la variación en la participación de subsidiarias y asociadas que no consolidan de Ps. (256.4) miles de millones.

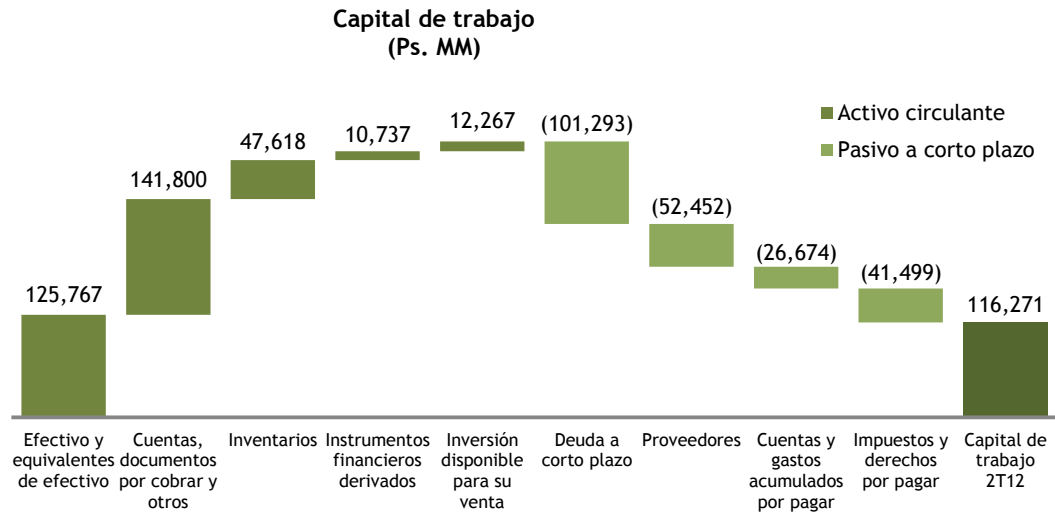
Estado de la situación financiera al 30 de junio de 2012

PEMEX					
Balance General Consolidado					
	Al 31 de diciembre de <u>2011</u>	Al 30 de junio de <u>2012</u>	<u>Variación</u>		<u>2012</u>
	(Ps. MM)				(U.S. \$MM)
Total activo	1,979,935	1,970,351	-0.5%	(9,585)	144,316
Activo circulante	354,308	338,189	-4.5%	(16,119)	24,770
Efectivo y equivalentes de efectivo	114,368	125,767	10.0%	11,399	9,212
Cuentas, documentos por cobrar y otros	154,659	141,800	-8.3%	(12,859)	10,386
Inventarios	45,099	47,618	5.6%	2,519	3,488
de productos	40,859	44,011	7.7%	3,152	3,224
de materiales	4,240	3,607	-14.9%	(633)	264
Instrumentos financieros derivados	15,526	10,737	-30.8%	(4,789)	786
Inversión disponible para su venta	24,656	12,267	-	(12,389)	898
Inversión en acciones y valores	15,646	13,802	-11.8%	(1,844)	1,011
Propiedades, mobiliario y equipo	1,591,068	1,599,598	0.5%	8,530	117,161
Otros activos	18,914	18,762	-0.8%	(151)	1,374
Total pasivo	1,857,556	1,852,580	-0.3%	(4,975)	135,690
Pasivo de corto plazo	253,445	221,918	-12.4%	(31,527)	16,254
Deuda a corto plazo	110,497	101,293	-8.3%	(9,204)	7,419
Proveedores	53,313	52,452	-1.6%	(861)	3,842
Cuentas y gastos acumulados por pagar	23,864	26,674	11.8%	2,809	1,954
Impuestos y derechos por pagar	65,770	41,499	-36.9%	(24,271)	3,040
Pasivo a largo plazo	1,604,111	1,630,662	1.7%	26,552	119,436
Deuda a largo plazo	672,657	670,796	-0.3%	(1,861)	49,132
Reserva para créditos diversos y otros	62,093	65,757	5.9%	3,664	4,816
Reserva para beneficios a los empleados	843,462	866,775	2.8%	23,314	63,486
Impuestos diferidos	25,899	27,334	5.5%	1,435	2,002
Total patrimonio	122,380	117,770	-3.8%	(4,610)	8,626
Total pasivo y patrimonio	1,979,935	1,970,351	-0.5%	(9,585)	144,316

Capital de trabajo

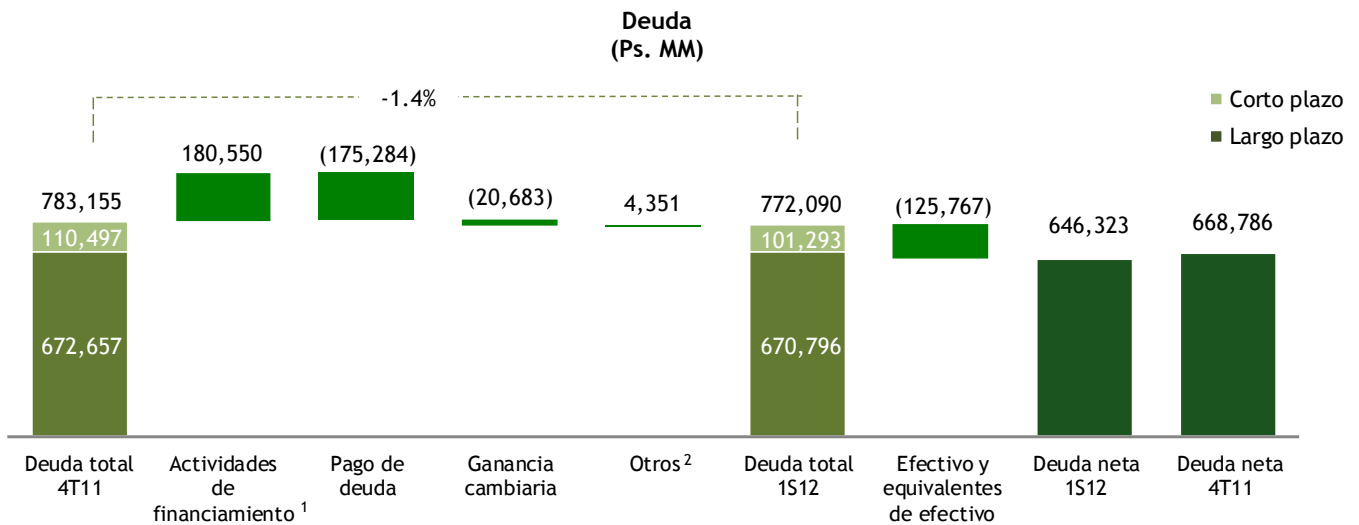
El activo circulante disminuyó 4.5% ó Ps. 16.1 miles de millones del 1 de enero al 30 de junio de 2012.

El pasivo de corto plazo registró una disminución de 12.4% ó Ps. 31.5 miles de millones, principalmente como resultado de decrementos en los siguientes conceptos: 8.3% en la deuda de corto plazo por Ps. 9.2 miles de millones, 36.9% en impuestos y derechos por pagar en un monto de Ps. 24.3 miles de millones y 1.6% en proveedores por Ps. 861 millones. Lo anterior fue parcialmente compensado por un incremento de 11.8% en cuentas y gastos acumulados por pagar en un monto de Ps. 2.8 miles de millones.



Deuda

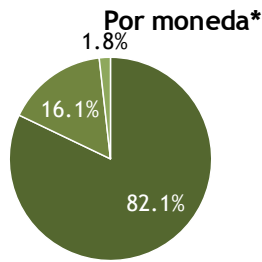
La deuda total disminuyó 1.4%, es decir, Ps. 11.1 miles de millones como resultado de la apreciación del peso frente al dólar de 2.41%, así como por la disminución de 8.3% en la deuda de corto plazo.



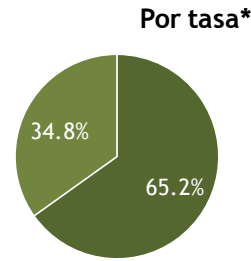
1) Excluye Contratos de Obra Pública Financiada.

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

Deuda al 30 de junio de 2012
(Ps. MM)



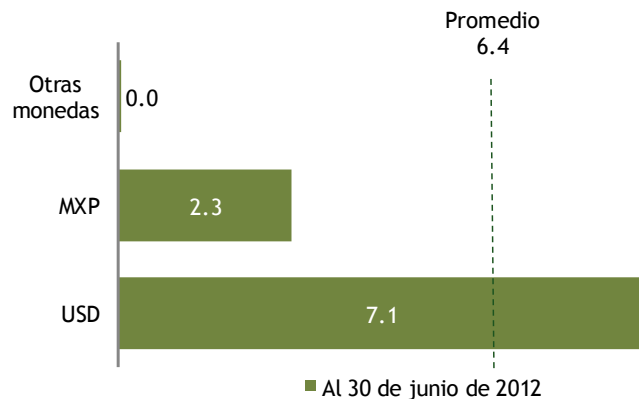
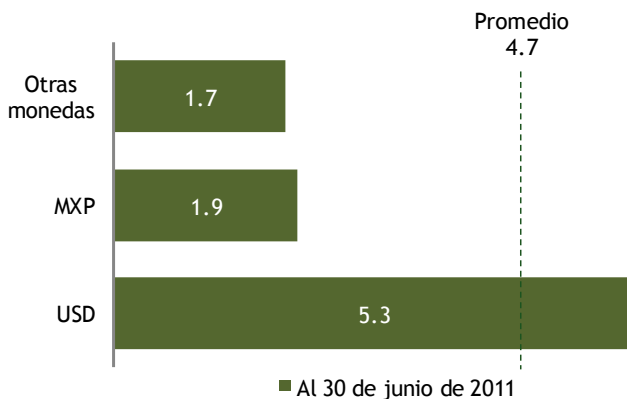
- Dólares E.U.A.
- Pesos mexicanos
- Euros



- Fija
- Flotante

*Incluye instrumentos financieros derivados.

Vida promedio
(años)



*Incluye instrumentos financieros derivados.

Actividades de inversión 1S12

Ejercicio

Durante el primer semestre de 2012 se ejercieron Ps. 118.5 mil millones, lo que representa 39.3% de la inversión programada de Ps. 301.3 mil millones para el año. La distribución fue la siguiente:

- Ps. 106.7 mil millones a Exploración y Producción⁵, de los cuales Ps. 12.1 mil millones se destinaron a exploración;
- Ps. 8.9 mil millones a Refinación;
- Ps. 1.7 mil millones a Gas y Petroquímica Básica;
- Ps. 0.9 mil millones a Petroquímica; y
- Ps. 0.2 mil millones a Corporativo.

Actividades de financiamiento 1S12

Mercados de capitales

- El 24 de enero de 2012 Petróleos Mexicanos emitió un bono por U.S. \$2.1 mil millones con vencimiento en enero de 2022 y cupón semestral de 4.875%; U.S. \$100 millones fueron colocados en el mercado asiático.
- El 10 de abril Petróleos Mexicanos llevó a cabo una emisión de bonos en el mercado internacional por un monto de 300 millones de francos suizos, a un plazo de 7 años con vencimiento en 2019. El bono paga un cupón anual de 2.50%.
- El 26 de abril Petróleos Mexicanos llevó a cabo una emisión de bonos en el mercado internacional por un monto de 150 millones de dólares australianos, a un plazo de 5 años con vencimiento en

⁵ Incluye inversión no capitalizable en mantenimiento.

2017. El bono paga un cupón anual de 6.125%.

- El 26 de Junio Petróleos Mexicanos llevó a cabo la emisión de un bono en los mercados internacionales por un monto total de U.S \$1.75 miles de millones, con vencimiento en junio de 2044 y pagará cupón de 5.50%.

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

ECAs

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

COPF

Durante el primer semestre de 2012, Petróleos Mexicanos obtuvo U.S.\$312.7 millones a través de los Contratos de Obra Pública Financiada (COPF) de Pemex-Exploración y Producción para la explotación de yacimientos de gas natural en la cuenca de Burgos.

Manejo de liquidez

Al 30 de junio de 2012 Petróleos Mexicanos cuenta con líneas de crédito para manejo de liquidez por U.S.\$3.25 mil millones y están disponibles en su totalidad.

PEMEX
Estados consolidados de flujo de efectivo

	Al 30 de junio de		Variación	2012	
	2011	2012		(U.S.\$MM)	
	(Ps. MM)				
Actividades de operación					
Utilidad antes de impuestos a la utilidad	436,858	473,227	8.3%	36,369	34,661
Partidas relacionadas con actividades de inversión	70,532	80,544	14.2%	10,012	5,899
Depreciación y amortización	61,261	68,981	12.6%	7,720	5,052
Deterioro de propiedades, maquinaria y equipo	4,036	444	-89.0%	(3,592)	33
Efectos de compañías asociadas subsidiarias no consolidadas	(283)	(26)	90.7%	256	(2)
Pozos no exitosos	3,771	7,728	104.9%	3,956	566
Bajas de propiedades maquinaria y equipo	1,746	3,418	95.7%	1,671	250
Partidas relacionadas con actividades de financiamiento	(6,938)	(4,685)	32.5%	2,253	(343)
(Utilidad) pérdida en cambios no realizada	(20,093)	(22,028)	-9.6%	(1,935)	(1,613)
Intereses a cargo (favor)	13,156	17,343	31.8%	4,187	1,270
Subtotal	500,453	549,086	9.7%	48,634	40,217
Flujos netos de efectivo de actividades de operación:	(435,293)	(443,638)	-1.9%	(8,345)	(32,494)
Instrumentos financieros	(3,826)	(6,050)	-58.1%	(2,224)	(443)
Cuentas por cobrar a clientes	(32,476)	12,859	139.6%	45,335	942
Inventarios	(6,187)	(4,144)	33.0%	2,042	(304)
Otros activos	4,060	4,812	18.5%	752	352
Cuentas y gastos acumulados por pagar	761	13,593	1685.8%	12,832	996
Impuestos pagados	(412,533)	(490,015)	-18.8%	(77,483)	(35,891)
Proveedores	661	(861)	-230.2%	(1,523)	(63)
Reserva para créditos diversos y otros	(88)	1,386	1679.4%	1,474	102
Aportaciones y pagos por beneficios a empleados	14,271	23,314	63.4%	9,043	1,708
Impuestos diferidos	63	1,469	2231.7%	1,406	108
Flujos netos de efectivo de actividades de operación	65,160	105,449	61.8%	40,289	7,723
Actividades de inversión					
Gastos de exploración	(784)	(1,354)	-72.7%	(570)	(99)
Adquisiciones de propiedades, mobiliario y equipo	(61,401)	(80,131)	-30.5%	(18,729)	(5,869)
Flujos netos de efectivo de actividades de inversión	(62,186)	(81,485)	-31.0%	(19,299)	(5,968)
Insuficiencia de efectivo para aplicar en actividades de financiamiento	2,974	23,964	705.7%	20,989	1,755
Actividades de financiamiento					
Préstamos obtenidos a través de instituciones financieras	67,007	180,550	169.4%	113,543	13,224
Intereses pagados	(12,718)	(16,817)	-32.2%	(4,099)	(1,232)
Pagos de principal a préstamos	(87,120)	(175,284)	-101.2%	(88,164)	(12,838)
Flujos netos de efectivo de actividades de financiamiento	(32,830)	(11,550)	64.8%	21,280	(846)
Incremento (decremento) neto efectivo y equivalentes	(29,856)	12,414	141.6%	42,269	909
Efectivo y equivalentes al inicio del ejercicio	131,183	114,368	-12.8%	(16,815)	8,377
Efecto por cambios en el valor del efectivo	(3,600)	(1,015)	71.8%	2,585	(74)
Efectivo y equivalentes al final del ejercicio	97,727	125,767	28.7%	28,040	9,212

A continuación se muestran algunos conceptos que afectaron el resultado del periodo:

PEMEX		
Impacto económico de los factores estructurales y externos		
	Del 1 de ene. al 30 de jun. de 2012	
	(Ps. MMM)	(U.S. \$MMM)
Subsidio gas LP	19.3	1.4
Ingresos no reconocidos política precios gasolinas y diesel	15.4	1.1
Límite de deducibilidad	39.5	2.9
Pasivo laboral	36.1	2.6
Impuestos incrementales por ajustes	(11.7)	(0.9)
Efecto total	98.6	7.2

Otros eventos relevantes

- Finanzas de Carbono** El 17 de abril de 2012, Petróleos Mexicanos, reportó que el proyecto "Recuperación de Calor en la Terminal Marítima Dos Bocas" de la Región Marina Suroeste de PEP, fue registrado como Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) ante la Convención Marco sobre el Cambio Climático de la ONU. El proyecto consiste en aprovechar la energía residual de los gases de combustión de los turbogeneradores, desplazando así el consumo de gas natural.
- PEMEX y SEMAR firman protocolo de intención** El 1 de junio de 2012 el Secretario de Marina, Almirante Mariano Francisco Saynez Mendoza, y el Director General de Petróleos Mexicanos, Juan José Suárez Coppel, firmaron un protocolo de intención para la construcción y renovación de la flota menor de la petrolera. El acuerdo forma parte de la estrategia de PEMEX para impulsar el desarrollo de astilleros mexicanos a fin de fortalecer a la industria naval nacional.
- Nombramientos** El Doctor Vinicio Suro Pérez fue nombrado Director General del Instituto Mexicano del Petróleo (IMP). El Dr. Suro es egresado de la carrera de Ingeniería Geofísica en la UNAM, con doctorado en Ciencias Aplicadas de la Tierra por la Universidad de Stanford, ha laborado por 20 años en Petróleos Mexicanos, donde ha ocupado, entre otros cargos, el de Gerente de Reservas de Hidrocarburos, Subdirector de Planeación y Subdirector de Producción de la Región Sur en Pemex Exploración y Producción (PEP).
- Adicionalmente, se nombró al Ing. José Luis Fong Aguilar como nuevo Subdirector de Producción de la Región Sur, el Ing. Juan Arturo Hernández Carrera fue nombrado Subdirector de Producción de la Región Marina Suroeste, y el Ing. Antonio Narváez Ramírez fue nombrado Subdirector de Producción de la Región Norte.
- Finalmente, el Lic. Agustín Castro, fue nombrado Director Corporativo de Administración de PEMEX. El Lic. Castro es egresado de la carrera de Economía de la UNAM, con maestría en El Colegio de México. Cuenta con una trayectoria de 20 años en PEMEX, desempeñándose a la fecha como Subdirector de Administración y Finanzas de Pemex Refinación.

Incidentes

Al cierre del segundo trimestre de 2012, el índice de gravedad acumulado de lesiones se ubicó en 30, misma cifra registrada en el mismo periodo de 2011.

El índice de frecuencia acumulado para el personal se ubicó en 0.54, superior en 22% al estándar internacional de la Oil & Gas Producers.

Protección Ambiental

Las emisiones de óxidos de azufre se redujeron 26 Mt, respecto al mismo periodo del 2011, debido a la inyección de gas amargo en Cantarell con los proyectos de compresión.

El reuso de agua con respecto al uso total se incrementó 8.0% respecto al primer semestre de 2011, debido a una mayor recuperación y tratamiento de aguas negras en el Sistema Nacional de Refinación.

Abatimiento al mercado ilícito de combustibles

Durante la primera mitad de 2012, PEMEX contó con el continuo Apoyo de las fuerzas armadas en cumplimiento a los convenios de colaboración vigentes con la Secretaría de la Defensa Nacional y Secretaría de Marina, para la vigilancia de las instalaciones y apoyo en los celajes de los ductos. Asimismo se mantiene la colaboración con Entidades de Gobierno, principalmente con Gobiernos de los Estados, PFP, PGR, SHCP, SAT y SENER, entre otras, para continuar con el apoyo de grupos de investigación.

Durante el primer semestre de 2012 se detectaron 764 tomas clandestinas, reduciendo el daño económico a la empresa y el peligro que implican a comunidades aledañas. En todos los casos se presentó una denuncia legal ante el Ministerio Público Federal, con objeto de proceder con las averiguaciones correspondientes.

El volumen total estimado de petróleo y productos refinados obtenidos ilegalmente de los oleoductos de PEMEX durante el primer semestre de 2012 ascendió a 3.6 MMb. De igual forma, en este mismo periodo se lograron recuperar 2.2 MML de petróleo y productos refinados.

Si desea ser incluido en la lista de distribución de Relación con Inversionistas, por favor ingrese a www.ri.pemex.com y posteriormente a Lista de distribución.

Si desea contactarnos, favor de llamar o mandar un correo a ri@pemex.com:

Teléfono: (52 55) 1944-9700

Buzón de voz: (52 55) 1944-2500 ext. 59412

Síguenos en  [@PEMEX_RI](https://twitter.com/PEMEX_RI)

Rolando Galindo Galvez
rolando.galindo@pemex.com

Arturo Limón
arturo.limon@pemex.com

Carmina Moreno
carmina.moreno@pemex.com

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

Cristina Arista
delia.cristina.arista@pemex.com

Cristina Pérez
cristina.perez@pemex.com

Variaciones

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

Redondeo

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

Información financiera

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

Conversiones cambiarias

Para fines de referencia, las conversiones cambiarias de pesos a dólares de los E.U.A. se han realizado al tipo de cambio prevaleciente al 30 de junio de 2012 de Ps. 13.6530 = US\$ 1.00. Estas conversiones no implican que las cantidades en pesos se han convertido o puedan convertirse en dólares de los E.U.A. al tipo de cambio utilizado.

Régimen fiscal

A partir del 1 de enero de 2006, el esquema de contribuciones de Pemex-Exploración y Producción (PEP) quedó establecido en la Ley Federal de Derechos. El del resto de los Organismos Subsidiarios continúa establecido en la Ley de Ingresos de la Federación. El derecho principal en el régimen fiscal actual de PEP es el Derecho Ordinario sobre Hidrocarburos (DOSH), cuya base gravable es un cuasi rendimiento de operación. Adicionalmente al pago del DOSH, PEP paga otros derechos.

El Impuesto Especial sobre Producción y Servicios (IEPS) aplicable a gasolinas y diesel de uso automotriz se establece en la Ley de Ingresos de la Federación del ejercicio correspondiente. Si el precio al público es mayor que el precio productor, el IEPS lo paga el consumidor final de gasolinas y diesel para uso automotriz; en caso contrario, el IEPS lo absorbe la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) y lo acredita a PEMEX, quien es un intermediario entre la SHCP y el consumidor final. La diferencia entre el precio al público, o precio final, y el precio productor de gasolinas y diesel es, principalmente, el IEPS. El precio al público, o precio final, de gasolinas y diesel lo establece la SHCP. El precio productor de gasolinas y diesel de PEMEX está referenciado al de una refinería eficiente en el Golfo de México. Desde 2006, si el precio final es menor al precio productor, la SHCP acredita a PEMEX la diferencia entre ambos. El monto de acreditación del IEPS se presenta en devengado, mientras que la información generalmente presentada por la SHCP es en flujo.

Reservas de hidrocarburos

De conformidad con el artículo 10 del Reglamento de la Ley Reglamentaria del artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo, (i) los reportes de cuantificación de reservas elaborados por Petróleos Mexicanos deben ser aprobados por la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH); y (ii) la Secretaría de Energía registrará y dará a conocer las reservas de hidrocarburos de México con base en la información proporcionada por la CNH. Estos procesos actualmente están en ejecución.

Al 1 de enero de 2011, la SEC modificó sus lineamientos y ahora permite que, en los registros ante la SEC de empresas de crudo y gas, se revelen no sólo reservas probadas, sino también reservas probables y posibles. Adicionalmente, las reservas probables y posibles presentadas en este documento no necesariamente concuerdan con los límites de recuperación contenidos en las nuevas definiciones establecidas por la SEC. Asimismo, los inversionistas son invitados a considerar cuidadosamente la divulgación de la información en la Forma 20-F y en el reporte anual a la Comisión Bancaria y de Valores, disponible en nuestro portal www.pemex.com o en Marina Nacional 329, Piso 38, Col. Huasteca, Cd. de México, 11311 o en el (52 55) 1944 9700. Esta forma también puede ser obtenida directamente de la SEC llamando al 1-800-SEC-0330.

Licitaciones

Entre el 1 de abril y 30 de junio de 2012 no hubo fallos cuyo monto de asignación fuera mayor a Ps. 100.0 miles de millones. Para información adicional consultar www.compranet.gob.mx.

Proyecciones a futuro

Este documento contiene proyecciones a futuro. Se pueden realizar proyecciones a futuro en forma oral o escrita en nuestros reportes periódicos a la Comisión Nacional Bancaria y de Valores (CNBV) y a la Comisión de Valores de los Estados Unidos de América (SEC, por sus siglas en inglés), en nuestro reporte anual, en nuestras declaraciones, en memorándums de venta y prospectos, en publicaciones y otros materiales escritos, y en declaraciones verbales a terceros realizadas por nuestros directores o empleados. Podríamos incluir proyecciones a futuro que describan, entre otras:

- Actividades de exploración y producción;
- Actividades de importación y exportación;
- Proyecciones de inversión y costos; compromisos; costos; ingresos; liquidez; etc.

Los resultados pueden diferir materialmente de aquellos proyectados como resultado de factores fuera de nuestro control. Estos factores pueden incluir, mas no están limitados a:

- Cambios en los precios internacionales del crudo y gas natural;
- Efectos causados por nuestra competencia;
- Limitaciones en nuestro acceso a recursos financieros en términos competitivos;
- Eventos políticos o económicos en México;
- Desarrollo de eventos que afecten el sector energético y;
- Cambios en la regulación.

Por ello, se debe tener cautela al utilizar las proyecciones a futuro. En cualquier circunstancia estas declaraciones solamente se refieren a su fecha de elaboración y no tenemos obligación alguna de actualizar o revisar cualquiera de ellas, ya sea por nueva información, eventos futuros, entre otros. Estos riesgos e incertidumbres están detallados en la versión más reciente del Reporte Anual registrado ante la CNBV que se encuentra disponible en el portal de la Bolsa Mexicana de Valores (www.bmv.com.mx) y en la versión más reciente de la Forma 20-F de PEMEX registrada ante la SEC de EUA (www.sec.gov). Estos factores pueden provocar que los resultados realizados difieran materialmente de cualquier proyección.

PEMEX

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.