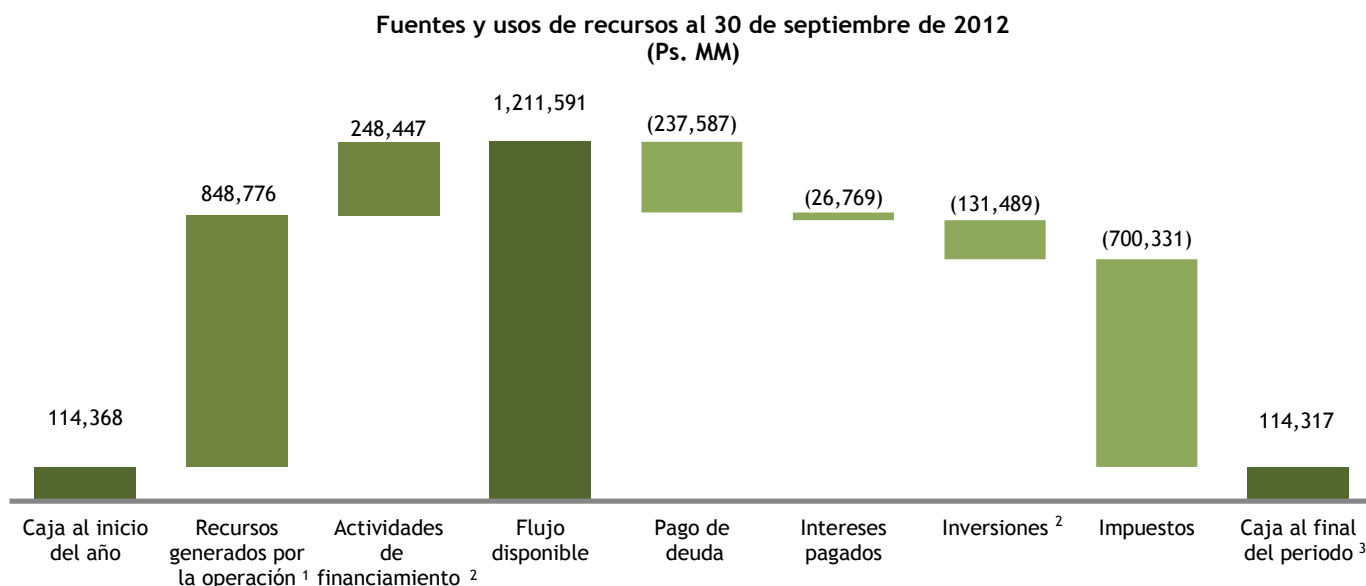


## Reporte de resultados de Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias al 30 de septiembre de 2012<sup>1</sup>

Del 1 de jul. al 30 de sep.	2011 (Ps. MMM)	2012 (Ps. MMM)	Variación	2012 (U.S.\$ MMM)	Aspectos relevantes
Ventas totales	392.1	408.9	4.3%	31.8	→ Las ventas totales ascendieron a Ps. 408.9 miles de millones.
Rendimiento bruto	181.6	205.6	13.2%	16.0	→ El EBITDA incrementó 11.7% debido a una variación positiva en el resultado integral de financiamiento.
Rendimiento de operación	200.8	221.3	10.2%	17.2	
Rendimiento antes de impuestos y derechos	131.2	247.3	88.5%	19.2	→ Los impuestos y derechos representaron el 55% de las ventas totales.
Impuestos y derechos	212.8	223.4	5.0%	17.4	→ PEMEX registró un rendimiento neto de Ps. 23.9 miles de millones en consecuencia de mayores ingresos por ventas y un resultado integral de financiamiento positivo.
<b>Rendimiento (pérdida) neta</b>	<b>(81.5)</b>	<b>23.9</b>	<b>129.3%</b>	<b>1.9</b>	



1) Antes de impuestos.

2) Excluye Contratos de Obra Pública Financiada.

3) Incluye un efecto negativo de Ps. 1,098 millones por cambios en el valor del efectivo.

<sup>1</sup> PEMEX presenta este reporte para dar a conocer sus resultados financieros y operativos preliminares del tercer 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 tercer trimestre de 2012, que se llevará a cabo el 30 de octubre de 2012. Los anexos, versiones estenográficas y documentos relevantes pueden descargarse en [www.ri.pemex.com](http://www.ri.pemex.com).

## Resultados operativos

PEMEX				
Principales estadísticas de producción				
	Del 1 de jul. al 30 de sep. de			
	2011	2012	Variación	
<b>Explotación</b>				
Total de hidrocarburos (Mbpced)	3,687	3,678	-0.2%	(9)
Hidrocarburos líquidos (Mbd)	2,576	2,582	0.2%	5
Crudo (Mbd)	2,525	2,541	0.6%	16
Condensados (Mbd)	51	41	-20.0%	(10)
Gas natural (MMpcd) <sup>(1)</sup>	6,501	6,378	-1.9%	(124)
<b>Transformación industrial</b>				
Gas seco de plantas (MMpcd) <sup>(2)</sup>	3,689	3,579	-3.0%	(110)
Líquidos del gas natural (Mbd)	386	373	-3.3%	(13)
Petrolíferos (Mbd) <sup>(3)</sup>	1,304	1,304	0.02%	0.2
Petroquímicos (Mt)	1,311	1,080	-17.7%	(231)

(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.

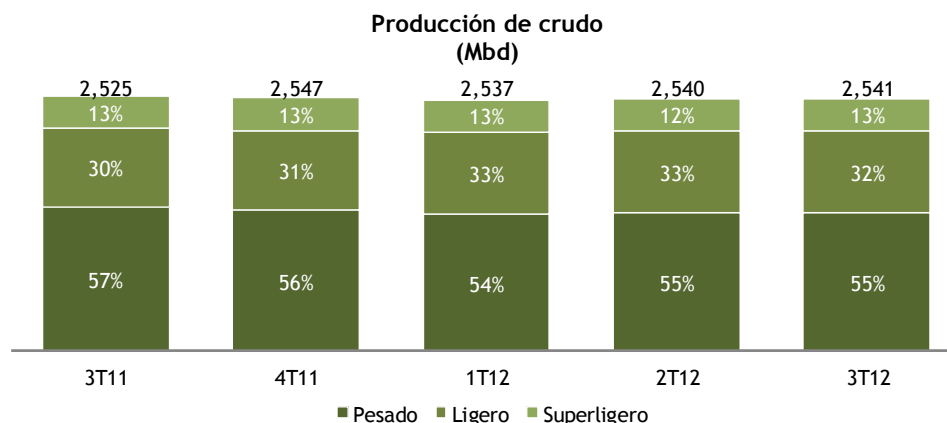
## Exploración y producción 3T12

## Producción de crudo

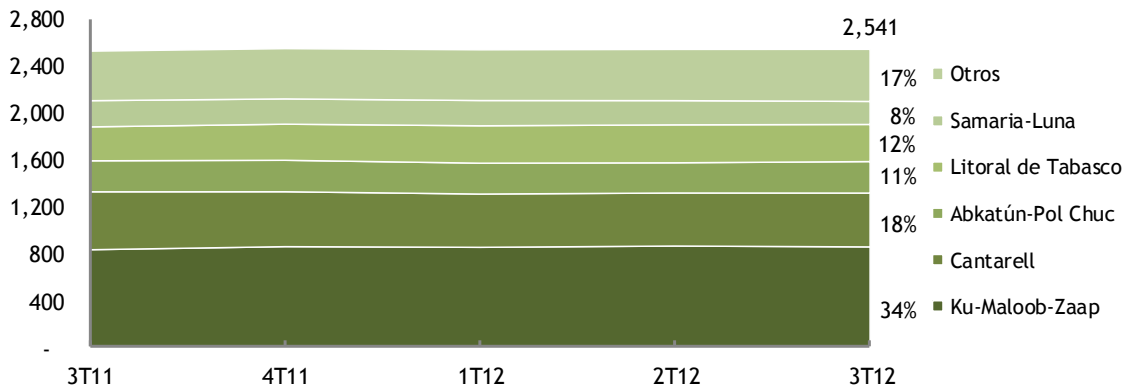
La producción total de petróleo crudo alcanzó 2,541 Mbd, 0.6% mayor al promedio del tercer trimestre de 2011. El incremento se debió principalmente a un aumento en las actividades de terminación y reparación de pozos en los proyectos Yaxché y Chuc de la Región Marina Suroeste, Ogarrio-Magallanes de la Región Sur y Aceite Terciario del Golfo de la Región Norte.

Lo anterior fue parcialmente contrarrestado por:

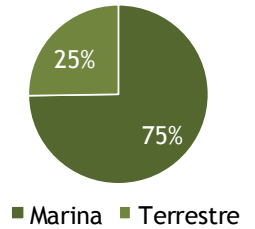
- Demoras en la terminación de pozos en Cantarell debido a retrasos en la contratación de equipos de perforación, consecuencia del aplazamiento de procesos de licitación, así como por cambios en las condiciones de mercado.
- La declinación natural de campos en los proyectos Delta del Grijalva de la Región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



Producción de crudo por Activo (Mbd)



Producción de crudo por región 3T12 (Mbd)



**Tsimin**

PEMEX ha enfocado su estrategia de exploración y explotación de hidrocarburos hacia la vasta cantidad de reservas ubicadas en las cuencas del Sureste, donde además de una amplia experiencia en explotación, cuenta con infraestructura instalada que le permite acortar el tiempo de desarrollo de un campo desde su descubrimiento hasta su puesta en producción.

En este sentido, el pasado 3 de agosto el campo Tsimin inició producción contribuyendo con 7.4 Mbd de crudo y 34.1 MMpcd de gas durante el mes de septiembre. Tsimin está localizado a 12.3 km al suroeste del campo May con un tirante de agua de 16.8 m. El campo Tsimin incorporó una reserva total (3P) de 1,157 MMBpcpce y se estima que alcance su máximo de producción en 2017 con 125 Mbd de crudo y 678 MMpcd de gas.

Localización del Campo Tsimin

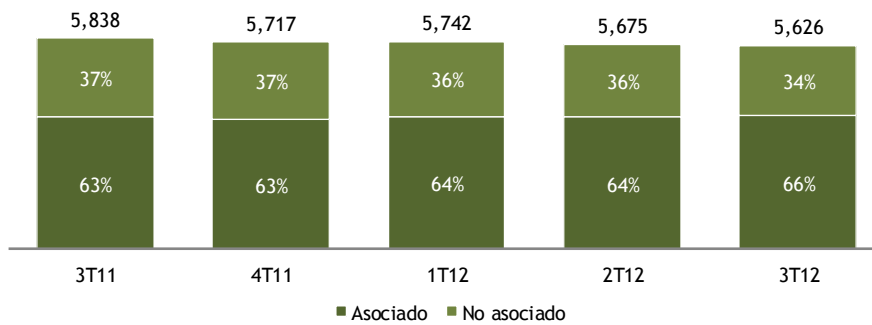


**Producción de gas natural**

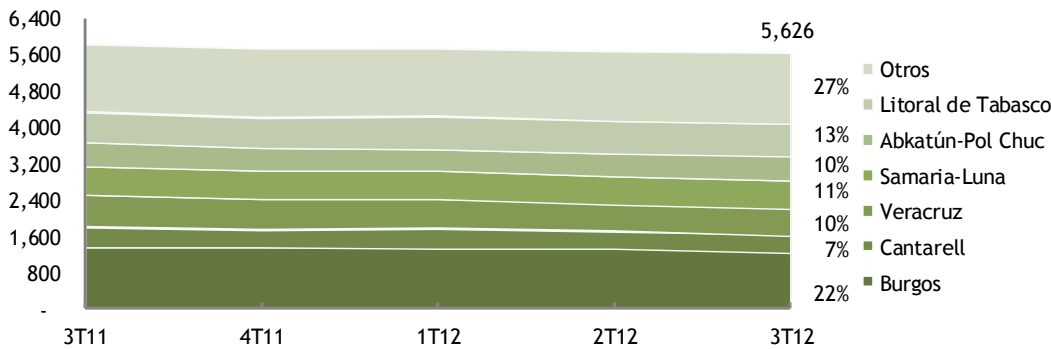
La producción total de gas natural fue inferior en 3.6%<sup>2</sup> debido a una menor producción de gas no asociado derivado, principalmente, por una reducción programada de las actividades de perforación y terminación de pozos en los Activos Burgos y Veracruz de la Región Norte. Adicionalmente la producción en el Activo Burgos se vio afectada por el incidente industrial ocurrido en el mes de septiembre en la Central de Medición Km 19.

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, los cuales incrementaron en 55 y 40 MMpcd, respectivamente.

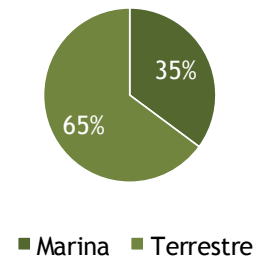
**Producción de gas natural (MMpcd)**



**Producción de gas natural por Activo (MMpcd)**



**Producción de gas natural por tipo de campo 3T12 (MMpcd)**



<sup>2</sup> No incluye nitrógeno.

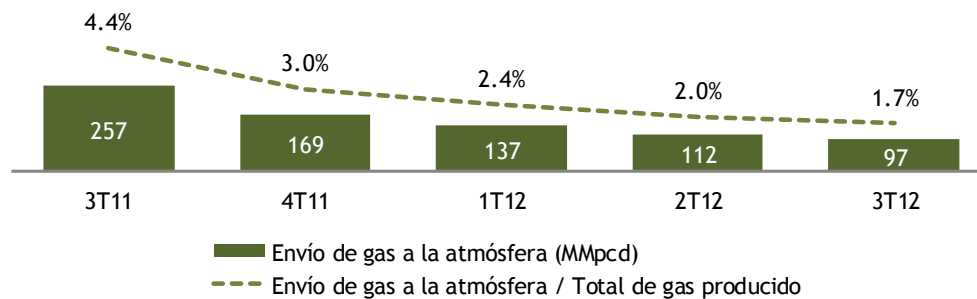
**Envío de gas a la atmósfera**

El envío de gas a la atmósfera se contrajo 62.1% 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**

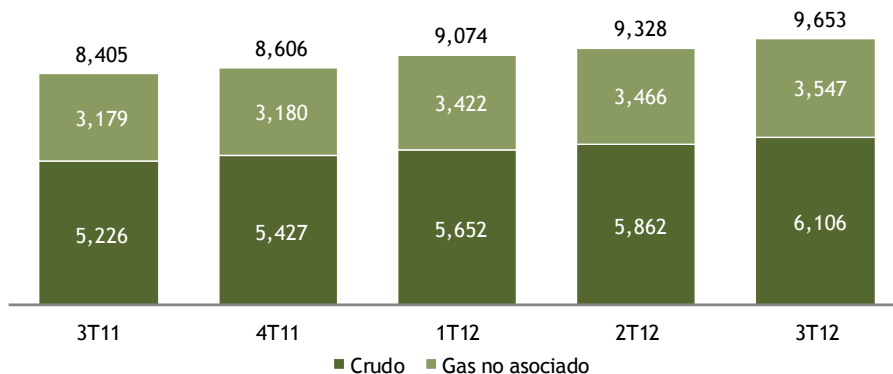


**Infraestructura de operación**

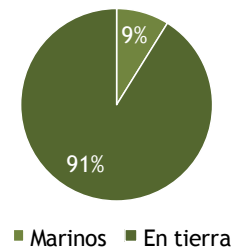
PEMEX continúa enfocado en una estrategia de perforación más eficiente, con mayor uso de tecnologías de vanguardia, con la finalidad de generar mayor valor.

- El promedio de número de pozos en operación ascendió a 9,653, 1,248 pozos más que el promedio del tercer trimestre de 2011.
- La terminación de pozos de desarrollo se incrementó en 70 pozos debido, principalmente, a mayor actividad de perforación en los proyectos ATG y el Complejo Antonio J. Bermúdez.
- Así mismo la terminación de pozos exploratorios aumentó en 7 pozos, por arriba de lo realizado en el tercer trimestre de 2011, destacando el Proyecto Integral Burgos de la Región Norte y el Activo de Exploración Cuencas del Sureste Terrestre de la Región Sur.
- El número de equipos en operación disminuyó 9.4% por la menor actividad programada en el proyecto Integral Burgos de la Región Norte.

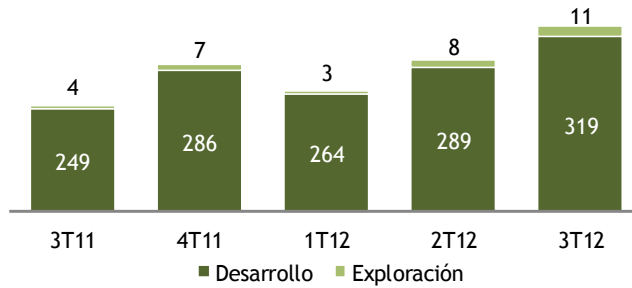
**Pozos promedio en operación**



**Pozos promedio en operación por tipo de campo 3T12**



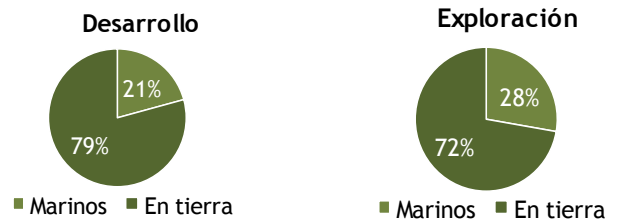
Pozos terminados



Equipos de perforación promedio



Equipos de perforación promedio por tipo 3T12

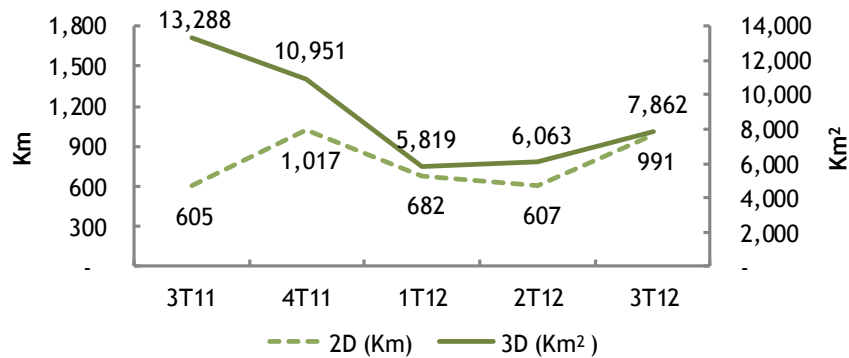


Información sísmica

La adquisición de información sísmica 2D incrementó 64%, debido a que durante este trimestre se iniciaron los estudios Altamira y Perdiz.

La información sísmica 3D disminuyó 41%, debido a una menor actividad programada principalmente en la Región Norte.

Información sísmica



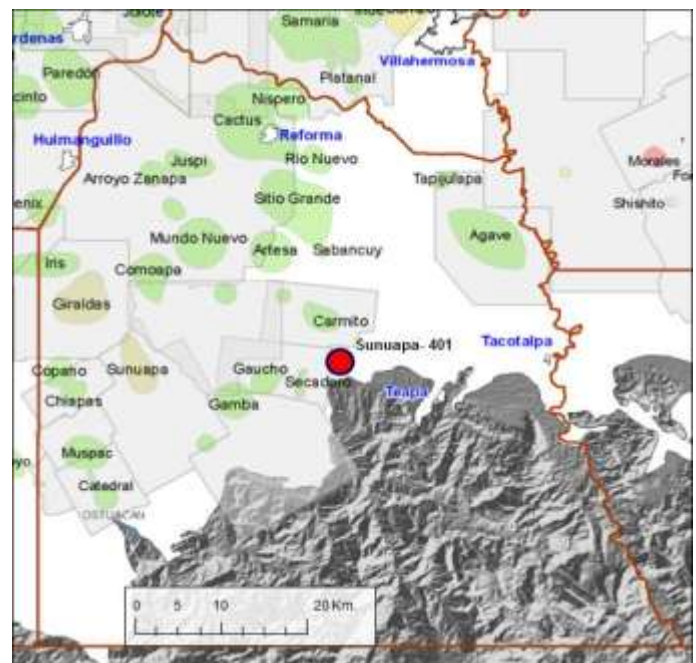
**Descubrimientos**

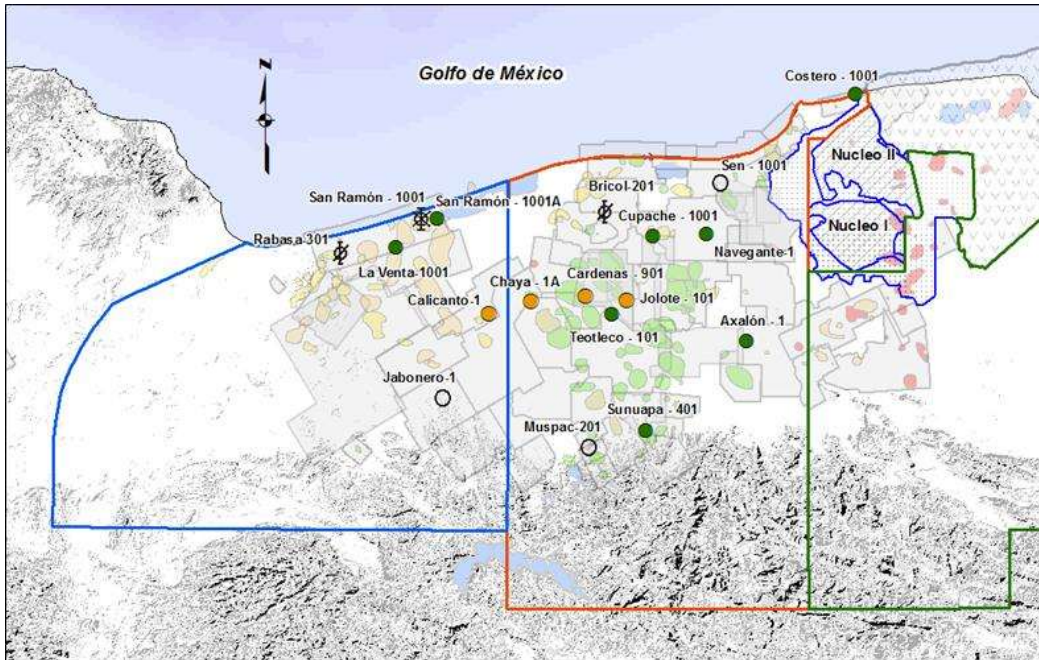
Durante el tercer trimestre de 2012, PEMEX realizó con éxito la perforación del pozo Arbolero-1, con lo que se continuó ampliando las áreas productoras de gas-shale en el Activo Integral Burgos. Arbolero-1 es uno de los primeros pozos en probar la formación del Jurásico Superior Pimienta por lo que se incorpora un nuevo horizonte productor en gas-shale.

Los pozos Jolote-101 y Sunuapa-401 ubicados en la cuenca del Sureste terrestre reafirman el potencial petrolero adicional que se tiene en la cuenca, estos descubrimientos permitirán ampliar el área de explotación de sus respectivos campos.

La actividad exploratoria en el resto del presente año se seguirá concentrando en las cuencas de Sabinas y Burgos en el norte del país, en las cuencas del Sureste Marino y Terrestre así como en aguas profundas del proyecto Area Perdido y Golfo de México B, con lo cual se pretende cumplir con la metas de incorporación de reservas del año 2012.

PEMEX					
Principales descubrimientos del 1 de julio al 30 de septiembre de 2012					
Proyecto	Pozo	Era geológica	Producción inicial		Tipo de hidrocarburo
			Crudo y condensados (bd)	Gas (MMpcd)	
Burgos	Arbolero 1	Jurásico Superior Pimienta	-	3.2	Gas seco
	Cuervito 201A	Eoceno Queen City	48	1.4	Gas húmedo
	Forcado 1	Eoceno Queen City	-	4.1	Gas húmedo
	Mandarin 1	Eoceno Yegua	19	2.3	Gas húmedo
	Organdi 1	Oligoceno Inferior Vicksburg	26	1.9	Gas húmedo
Bellota-Jujo	Jolote 101	Cretácico Medio-Inferior	1,042	1.7	Aceite ligero
Macuspana-Muspac	Sunuapa 401	Cretácico Superior	1,397	1.8	Aceite ligero





Adicionalmente, como resultado de la intensa actividad exploratoria en aguas profundas del Golfo de México, se realizaron hallazgos que confirman la presencia de crudo ligero en la provincia del Cinturón Plegado Perdido con los pozos Trión-1 y Supremus-1.

El pozo Trión - 1 se encuentra a 28 km al sur de la frontera con Estados Unidos y a 177 km de la costa de Tamaulipas. Fue perforado a 2,532 metros de tirante de agua y una profundidad total de 4.5 km, incluyendo la corteza del lecho marino. Se encuentra en etapa de evaluación y se estima incorporar reservas 3P de alrededor de 250 a 500 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

El pozo Supremus - 1 se encuentra a 39 km al sur de la frontera con Estados Unidos y a 250 km de la costa de Tamaulipas. Fue perforado a 2,900 m, siendo el mayor tirante de agua en la historia de PEMEX y el octavo a nivel mundial. Su profundidad total es superior a los 4.0 Km. Se encuentra en etapa de evaluación y se espera incorporar reservas 3P de hasta 125 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.





## Proyectos de exploración y producción

### Contratos Integrales

El 28 de agosto de 2012 se llevó a cabo la asignación del bloque Arenque en la Región Norte bajo el esquema de Contratos Integrales de Exploración y Producción. El contrato fue asignado a la empresa Petrofac con un costo de recuperación de U.S.\$7.90 por barril adicional. El bloque se encuentra en el Golfo de México a 30 km de la ciudad de Tampico. Actualmente su producción es de 6 Mbd y cuenta con una reserva 3P aproximada de 101 MMMbpce. Durante los dos primeros años, se estima una inversión de U.S.\$50MM

El 18 de octubre el Consejo de Administración Pemex-Exploración y Producción aprobó la contratación de la tercera ronda de licitación de Contratos Integrales de Exploración y Producción para el Activo Aceite Terciario del Golfo (Chicontepec). Se licitarán seis bloques, los cuales cuentan con reservas 3P de 2 MMMbpce, lo que representa cerca del 12% de las reservas totales del Activo.

Para mayor información consulte [Contratos Integrales Exploración y Producción](#)<sup>3</sup>

### Firma de Convenio con BP

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

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

---

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

Procesos industriales 3T12

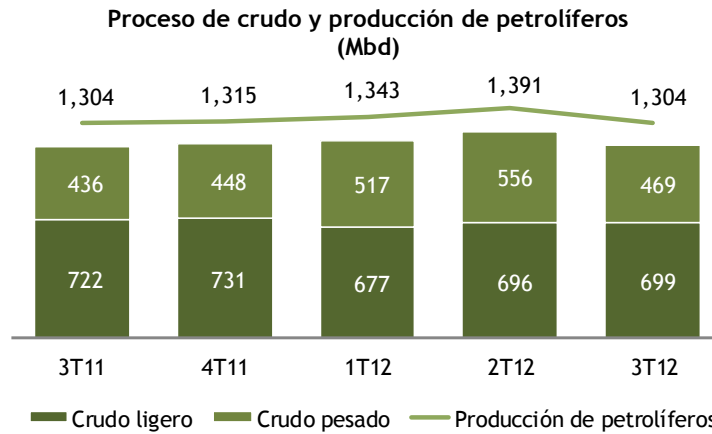
Proceso de crudo

El proceso total de petróleo crudo aumentó 0.8% debido principalmente a:

- la entrada en operaciones de las nuevas plantas de la Refinería de Minatitlán.
- la programación de ciclos de mantenimiento.

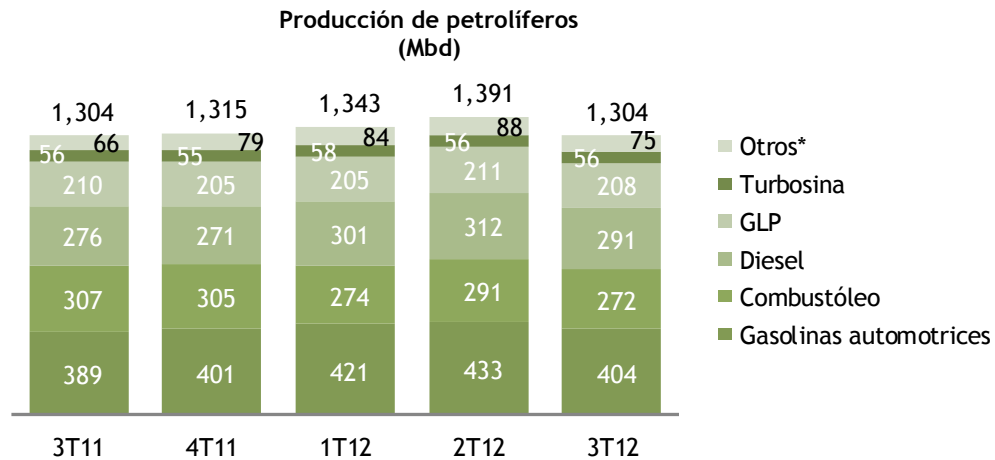
El proceso de crudo ligero disminuyó 3.2% y el proceso de crudo pesado incrementó 7.5% debido al incremento en la dieta de crudo Maya en la Refinería de Minatitlán por el inicio de operaciones de las nuevas plantas de la reconfiguración.

La capacidad utilizada de destilación primaria disminuyó 5.7 puntos porcentuales, de 74.8% a 69.1%, debido principalmente, a la incorporación de la nueva capacidad de destilación de la refinería de Minatitlán, que aun cuando ya se encuentran operando las nuevas plantas, algunos procesos continúan en estabilización.



Producción de petrolíferos

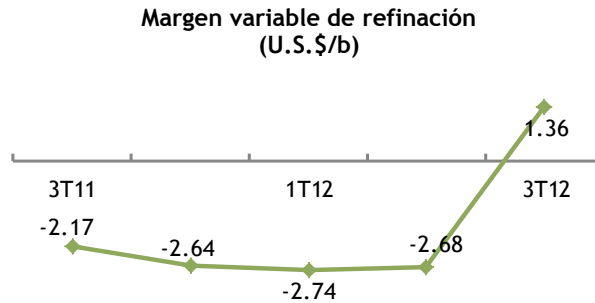
La producción total de petrolíferos alcanzó un nivel de 1,304 Mbd, equivalente al nivel observado en el tercer trimestre del 2011. Los niveles de producción de gasolinas y diesel incrementaron, en tanto que los de combustóleo y gas LP se redujeron.



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

**Margen variable de refinación**

El margen variable de refinación aumentó U.S.\$3.53 por barril, a un margen de U.S.\$1.36 por barril, en comparación con el tercer trimestre de 2011. Lo anterior se derivó de una mejoría observada en el desempeño operativo debido a un aumento en la elaboración de productos de mayor valor agregado así como a una menor obtención de productos residuales.

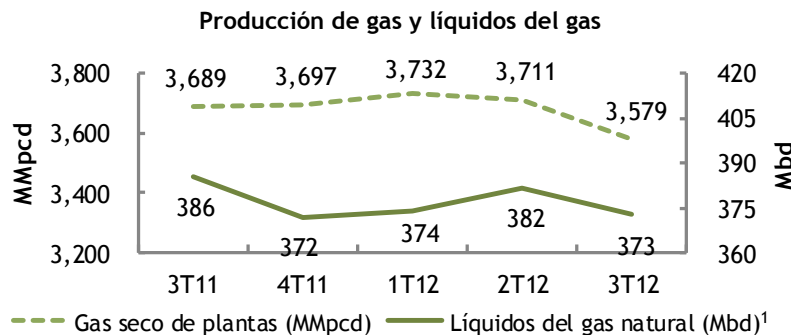
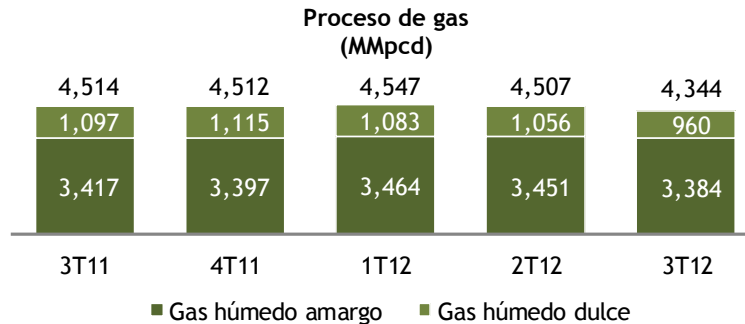


**Proceso y producción de gas**

El proceso de gas natural fue 3.8% menor respecto al mismo periodo de 2011, como resultado de una menor disponibilidad de gas húmedo amargo y dulce, 41.7 MMpcd y 110.5 MMpcd respectivamente. En buena medida, la reducción del proceso se explica por la salida de operación del CPG Burgos como consecuencia del incidente en la estación de medición ubicada en el km 19 de la carretera Reynosa-Monterrey. Derivado de lo anterior, el proceso de condensados también se redujo 11 Mbd.

El CPG Burgos reinició operaciones a finales del mes de octubre, con lo que se espera una estabilización del proceso de gas natural.

Como resultado del menor proceso de gas natural, la producción de gas seco se ubicó en 3,579 MMpcd, volumen inferior 110 MMpcd al registrado en el tercer trimestre de 2011. Así mismo, la producción de líquidos del gas natural, disminuyó en 13 Mbd respecto al mismo trimestre del año anterior.



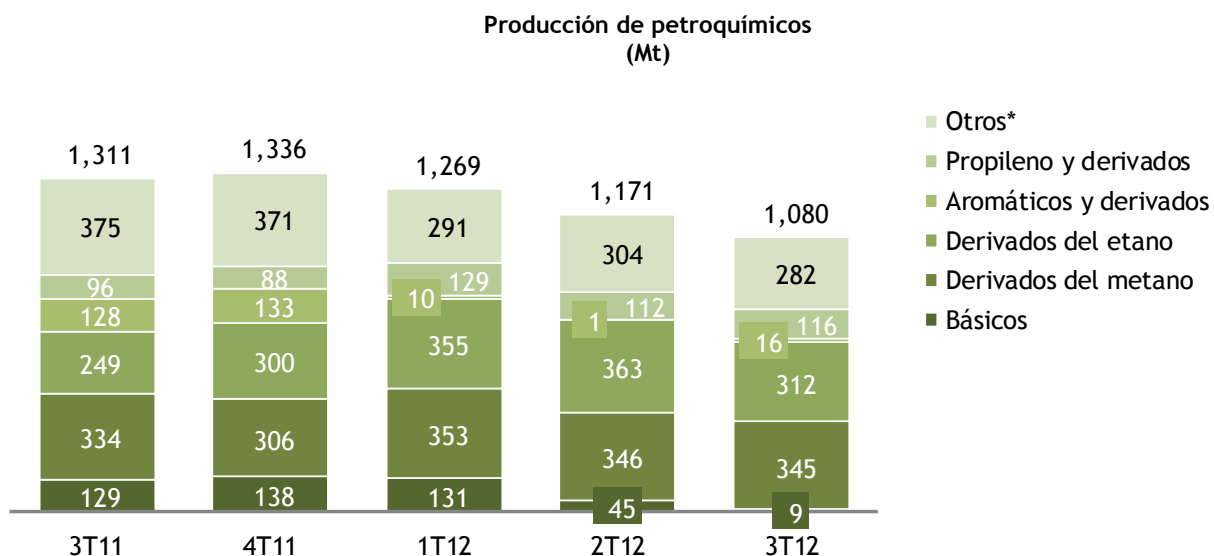
(1) Incluye el proceso de condensados.

**Producción de petroquímicos**

La elaboración de petroquímicos descendió 17.7%, debido a que durante el tercer trimestre de 2012 continuó 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 por:

- Un aumento en la cadena de derivados del metano, principalmente del amoniaco y metanol.
- Un aumento en la cadena de derivados del etano, principalmente del etileno y polietilenos.
- Un aumento en la cadena de propileno y derivados, principalmente del propileno.



\*Incluye ácido muriático, butadieno crudo, ceras polietilénicas, especialidades petroquímicas, hidrocarburos licuables de BTX, hidrógeno, isohexano, líquidos de pirólisis, oxígeno, CPDI, azufre, isopropanol, gasolina amorfa, gasolina base octano y nafta pesada.

**Proyectos de organismos industriales**

**Mejoramiento al desempeño operativo (MDO)**

Como una de las acciones para incrementar la confiabilidad operacional en el Sistema Nacional de Refinación, se trabaja en la implantación de un programa para la Mejora al Desempeño Operativo (MDO).

En diciembre de 2010 comenzaron los trabajos de la etapa 1 (Madero y Salina Cruz), en abril de 2011 los de la etapa 2 (Cadereyta y Tula) y a partir de octubre de 2011 la etapa 3 (Salamanca y Minatitlán).

Al cierre del tercer trimestre de 2012 se tienen identificadas 360 oportunidades técnicas en las 3 etapas del MDO, con una captura potencial de 1,875 millones de dólares anuales. Del total de oportunidades, 95 ya se encuentran en operación y se estima han acumulado un beneficio de 291 millones de dólares. Estas 95 oportunidades tienen un beneficio potencial anual de 905 millones de dólares.

## Resultados financieros

PEMEX					
Estado de resultados consolidado					
	Del 1 de jul. al 30 de sep. de				
	2011	2012	Variación	2012	
	(Ps. MM)			(U.S.\$MM)	
<b>Ventas totales</b>	<b>392,136</b>	<b>408,918</b>	<b>4.3%</b>	<b>16,782</b>	<b>31,817</b>
En México	201,400	214,973	6.7%	13,573	16,727
De exportación	189,431	192,087	1.4%	2,656	14,946
Ingresos por servicios	1,305	1,859	42.4%	553	145
<b>Costo de ventas</b>	<b>210,491</b>	<b>203,341</b>	<b>-3.4%</b>	<b>(7,150)</b>	<b>15,822</b>
<b>Rendimiento bruto</b>	<b>181,645</b>	<b>205,577</b>	<b>13.2%</b>	<b>23,932</b>	<b>15,996</b>
<b>Gastos generales</b>	<b>22,024</b>	<b>29,484</b>	<b>33.9%</b>	<b>7,460</b>	<b>2,294</b>
Gastos de distribución y transportación	8,017	6,080	-24.2%	(1,936)	473
Gastos de administración	14,008	23,404	67.1%	9,396	1,821
<b>Otros ingresos (gastos)</b>	<b>41,138</b>	<b>45,230</b>	<b>9.9%</b>	<b>4,092</b>	<b>3,519</b>
IEPS devengado	42,458	44,784	5.5%	2,325	3,485
Otros	(1,321)	446	133.8%	1,767	35
<b>Rendimiento de operación</b>	<b>200,759</b>	<b>221,323</b>	<b>10.2%</b>	<b>20,564</b>	<b>17,221</b>
Resultado integral de financiamiento	(70,312)	23,947	134.1%	94,259	1,863
Participación en resultados de subsidiarias y asociadas que no consolidan	763	2,021	165.0%	1,259	157
<b>Rendimiento antes de impuestos y derechos</b>	<b>131,209</b>	<b>247,291</b>	<b>88.5%</b>	<b>116,082</b>	<b>19,241</b>
Impuestos y derechos	212,751	223,399	5.0%	10,649	17,382
<b>Rendimiento neto</b>	<b>(81,542)</b>	<b>23,892</b>	<b>129.3%</b>	<b>105,433</b>	<b>1,859</b>
Otros resultados Integrales	5,227	(346)	-106.6%	(5,572)	(27)
<b>Utilidad (pérdida) integral</b>	<b>(76,315)</b>	<b>23,546</b>	<b>130.9%</b>	<b>99,861</b>	<b>1,808</b>

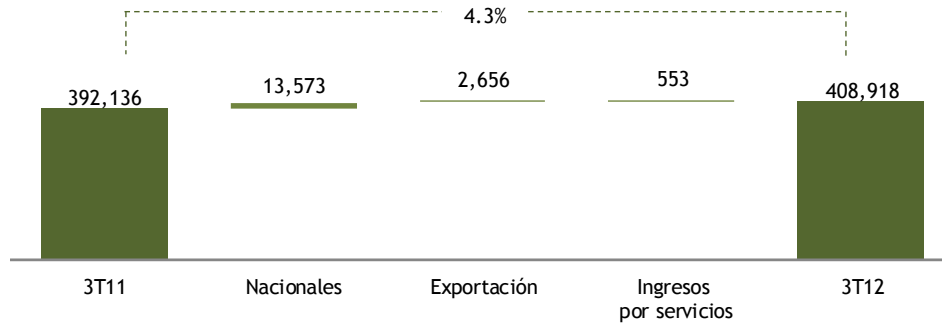
## Ventas

Las ventas totales registraron un incremento de 4.3%, principalmente como resultado de:

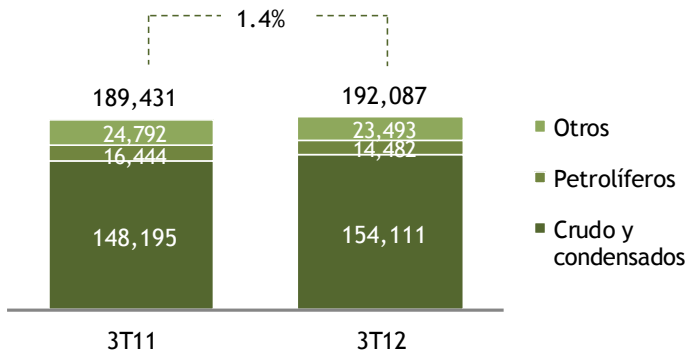
- Mayores precios de productos de venta en México: gasolina Magna (11.7%), gasolina Premium (5.9%), diesel (11.2%), diesel industrial (11.4%), diesel marino (11.4%), combustóleo (7.9%), turbosina (9.6%) y asfaltos (11.2%); adicionalmente, se incrementaron los volúmenes de venta de algunos productos de venta en México: gasolina Premium (53.9%), diesel (1.8%), diesel industrial (15.5%), propileno (22.8%) y turbosina (5.2%).
- Asimismo se registró un incremento de 3.1% en el precio de la gasolina regular en la Costa Norteamericana del Golfo de México, de U.S.¢282.59 por galón en el tercer trimestre de 2011 a U.S.¢291.23 por galón en el tercer trimestre de 2012.
- Lo anterior fue parcialmente compensado por:
  - La apreciación de 4.2% del peso frente al dólar estadounidense, que pasó de Ps.13.4217 a Ps.12.8521 pesos por dólar.

Una caída de 1.3% en el precio de la mezcla mexicana de exportación de crudo, de U.S. \$101.15 por barril en el tercer trimestre de 2011 a U.S. \$99.79 por barril en el mismo trimestre de 2012. Adicionalmente, se registró una disminución de 2.6% en el volumen de crudo exportado, mismo que registró un volumen promedio de 1,269 Mbd en el trimestre.

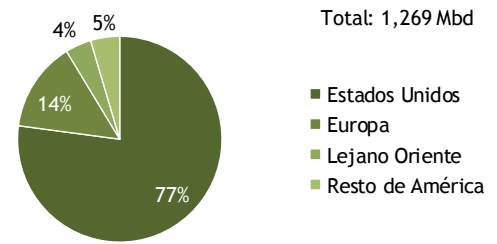
Evolución de las ventas  
(Ps. MM)



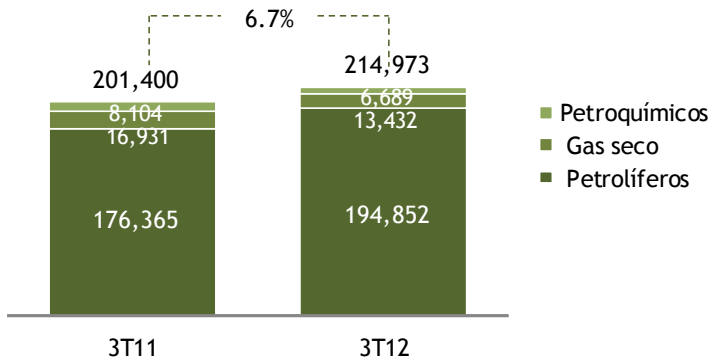
Exportaciones  
(Ps. MM)



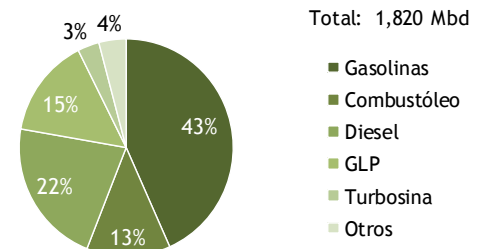
Exportaciones de crudo por destino geográfico  
(Mbd)



Ventas en México  
(Ps. MM)



Ventas de Petrolíferos en México  
(Mbd)



**Costo de ventas**

El costo de ventas disminuyó 3.4%, principalmente por una disminución de 31.0% en el Efecto Neto por la consolidación de Compañías Subsidiarias como consecuencia de la caída del precio del crudo y la apreciación del peso frente al dólar estadounidense. Asimismo, se registró una disminución de 34.6% en el costo neto de beneficio a empleados, de 68.6% en pozos no exitosos y 46.9% en variación de inventarios.

Lo anterior fue parcialmente compensado por un incremento de 9.0% en depreciación, 23.8% en amortización, 23.0% en conservación y mantenimiento, así como de 3.2% en gastos de operación.

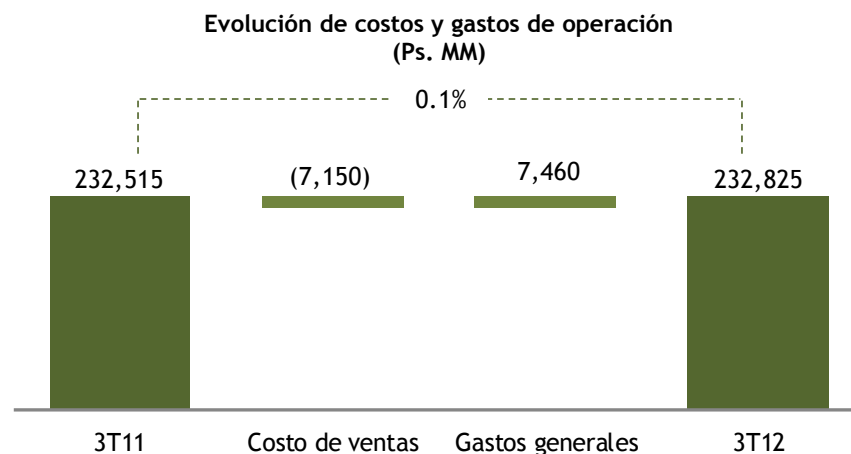
El incremento de los gastos de operación que integran el costo de ventas, es resultado de los siguientes conceptos: servicios personales, servicios auxiliares pagados a terceros, arrendamientos e indemnizaciones a terceros; esto fue parcialmente compensado por disminuciones en los gastos por honorarios pagados a terceros, regalías, seguros y fianzas y provisión de pasivos.

**Gastos generales**

Los gastos generales, integrados por gastos de administración y distribución registraron un incremento de 33.9% como resultado de una disminución de 24.2% en gastos de distribución y un incremento de 67.1% en gastos de administración.

El decremento en gastos de distribución es resultado de una disminución de 12.5% en conservación y mantenimiento, 37.8% en el costo neto del periodo de beneficios a empleados, así como menores honorarios pagados a terceros, gasto en materiales, seguros y fianzas y una menor reserva para cuentas malas y dudosas.

Por su parte, el incremento en gastos de administración es resultado de un incremento de en gastos de conservación y mantenimiento, en depreciación y en el costo neto de beneficio a empleados.

**Otros ingresos**

El incremento de 9.9% en otros ingresos es resultado, fundamentalmente, de un incremento de 5.5% en ingresos derivados de la tasa negativa del IEPS<sup>4</sup>.

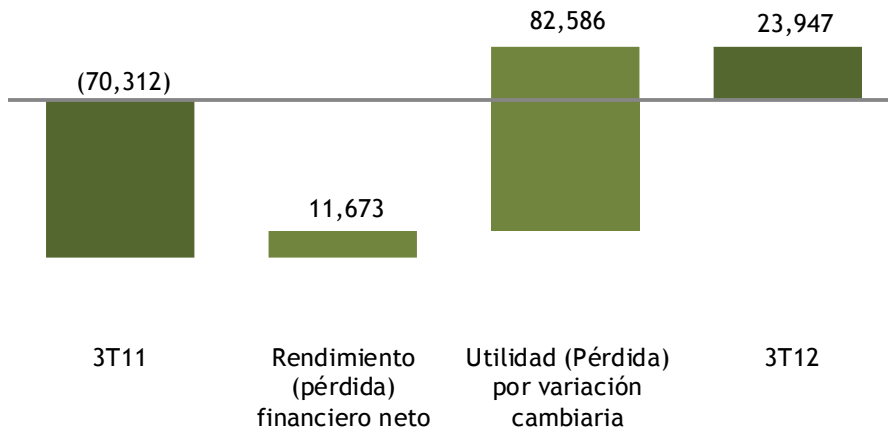
<sup>4</sup> Impuesto Especial sobre Producción y Servicio.

**Resultado integral de financiamiento**

El resultado integral de financiamiento registró una variación positiva de Ps. 94.2 miles de millones como resultado de:

- Mayores intereses a favor de PEMEX.
- Utilidad por variación cambiaria como resultado de la apreciación del peso respecto al dólar americano, en comparación con la depreciación del peso registrada durante el mismo trimestre del año anterior

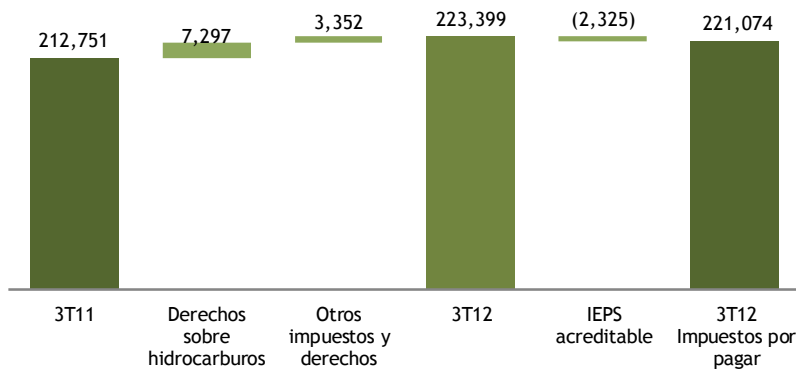
**Evolución del resultado integral de financiamiento (Ps. MM)**



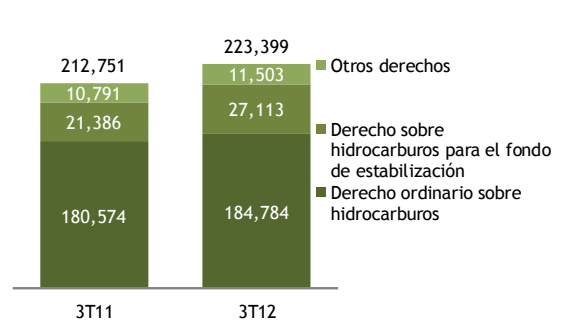
**Impuestos y derechos**

Los impuestos y derechos registraron un incremento de 5.0% como consecuencia de mayores ventas en el trimestre. Lo anterior fue parcialmente contrarrestado por una mayor acreditación del IEPS.

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



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

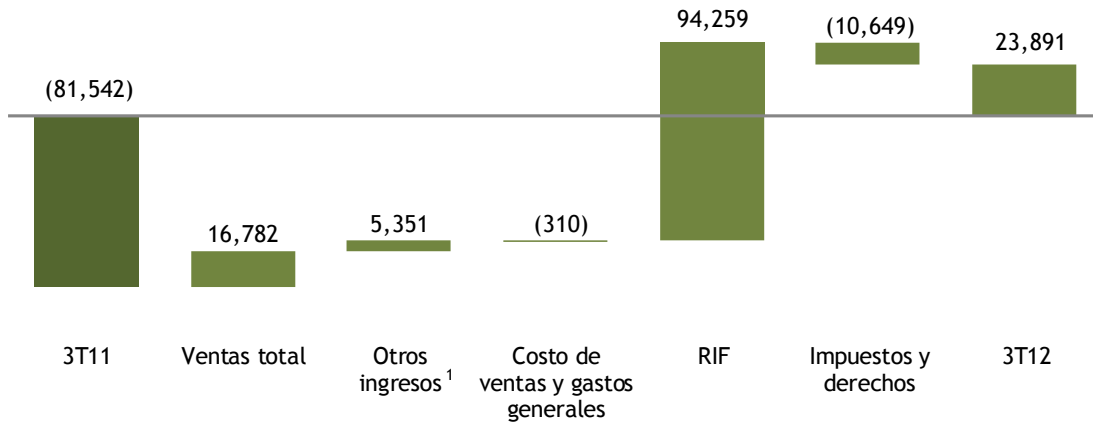




**Rendimiento neto**

En el tercer trimestre de 2012 se registró una utilidad neta de Ps. 23.9 miles de millones (U.S.\$1.9 miles de millones) como resultado de un incremento de Ps. 16.8 miles de millones en ventas totales, así como un aumento en otros ingresos por 4.1 miles de millones y un resultado integral de financiamientos positivo por un monto de Ps.23.9 miles de millones. Lo anterior fue parcialmente contrarrestado por un incremento en impuestos y derechos de Ps. 10.7 miles de millones.

**Evolución del rendimiento neto 3T11 vs 3T12  
(Ps. MM)**



(1 ) Incluye la variación en la participación de subsidiarias y asociadas que no consolidan de Ps. 1,258.5 millones.

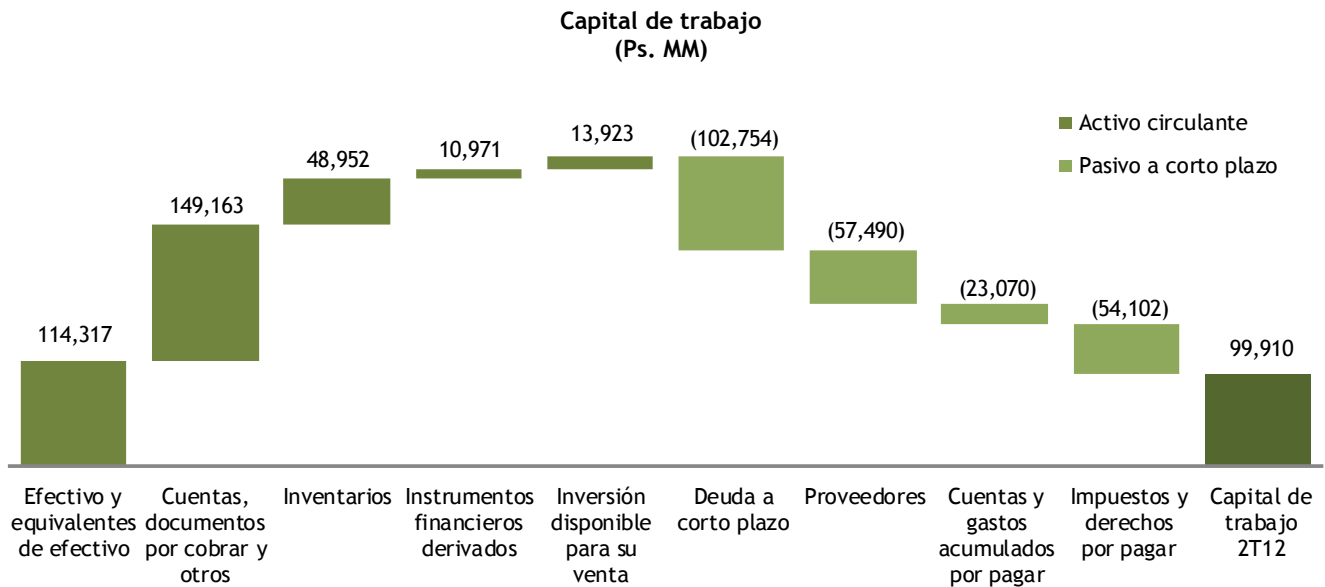
## Estado de la situación financiera al 30 de septiembre de 2012

PEMEX					
Balance General Consolidado					
	Al 31 de diciembre de	Al 30 de septiembre de	Variación		2012
	2011	2012			(U.S.\$MM)
	(Ps. MM)				
<b>Total activo</b>	<b>1,983,396</b>	<b>1,990,686</b>	<b>0.4%</b>	<b>7,290</b>	<b>154,892</b>
<b>Activo circulante</b>	<b>354,249</b>	<b>337,326</b>	<b>-4.8%</b>	<b>(16,923)</b>	<b>26,247</b>
Efectivo y equivalentes de efectivo	114,368	114,317	0.0%	(51)	8,895
Cuentas, documentos por cobrar y otros	154,659	149,163	-3.6%	(5,495)	11,606
Inventarios	45,040	48,952	8.7%	3,911	3,809
de productos	40,800	45,391	11.3%	4,591	3,532
de materiales	4,240	3,560	-16.0%	(680)	277
Instrumentos financieros derivados	15,526	10,971	-29.3%	(4,555)	854
Inversión disponible para su venta	24,656	13,923	-	(10,733)	1,083
<b>Inversión en acciones y valores</b>	<b>15,646</b>	<b>16,492</b>	<b>5.4%</b>	<b>845</b>	<b>1,283</b>
<b>Propiedades, mobiliario y equipo</b>	<b>1,594,574</b>	<b>1,616,104</b>	<b>1.4%</b>	<b>21,530</b>	<b>125,746</b>
<b>Otros activos</b>	<b>18,927</b>	<b>20,764</b>	<b>9.7%</b>	<b>1,837</b>	<b>1,616</b>
<b>Total pasivo</b>	<b>1,857,336</b>	<b>1,845,643</b>	<b>-0.6%</b>	<b>(11,693)</b>	<b>143,606</b>
<b>Pasivo de corto plazo</b>	<b>253,445</b>	<b>237,417</b>	<b>-6.3%</b>	<b>(16,029)</b>	<b>18,473</b>
Deuda a corto plazo	110,497	102,754	-7.0%	(7,744)	7,995
Proveedores	53,313	57,490	7.8%	4,177	4,473
Cuentas y gastos acumulados por pagar	23,864	23,070	-3.3%	(794)	1,795
Impuestos y derechos por pagar	65,770	54,102	-17.7%	(11,668)	4,210
<b>Pasivo a largo plazo</b>	<b>1,603,891</b>	<b>1,608,227</b>	<b>0.3%</b>	<b>4,336</b>	<b>125,133</b>
Deuda a largo plazo	672,657	641,624	-4.6%	(31,033)	49,924
Reserva para créditos diversos y otros	62,093	61,922	-0.3%	(171)	4,818
Reserva para beneficios a los empleados	843,462	877,792	4.1%	34,331	68,300
Impuestos diferidos	25,679	26,888	4.7%	1,209	2,092
<b>Total patrimonio</b>	<b>126,060</b>	<b>145,043</b>	<b>15.1%</b>	<b>18,983</b>	<b>11,286</b>
<b>Total pasivo y patrimonio</b>	<b>1,983,396</b>	<b>1,990,686</b>	<b>0.4%</b>	<b>7,290</b>	<b>154,892</b>

**Capital de trabajo**

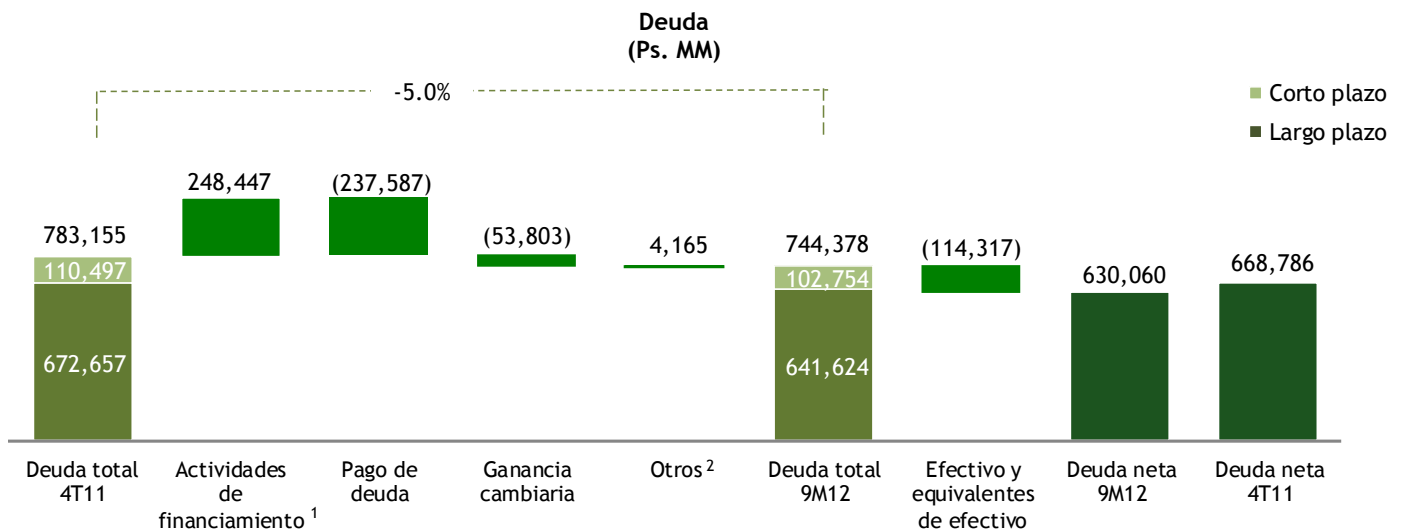
El activo circulante disminuyó 4.8% ó Ps. 16.9 miles de millones del 1 de enero al 30 de septiembre de 2012.

El pasivo de corto plazo registró una disminución de 6.3% ó Ps. 16.0 miles de millones, principalmente como resultado de decrementos en los siguientes conceptos: 7.0% en la deuda de corto plazo por Ps. 7.7 miles de millones, 3.3% en cuentas y gastos acumulados por pagar por Ps. 794 millones de pesos y 17.7% en impuestos y derechos por pagar en un monto de Ps. 11.7 miles de millones. Lo anterior fue parcialmente compensado por un incremento de 7.8% en proveedores en un monto de Ps. 4.2 miles de millones.



**Deuda**

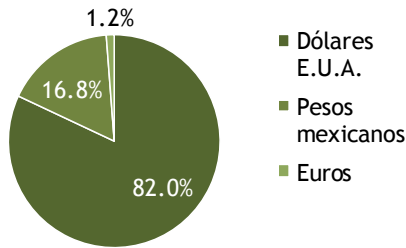
La deuda total disminuyó 5.0%, es decir, Ps. 38.8 miles de millones como resultado de la apreciación del peso frente al dólar americano por 4.2%, así como por la disminución de la deuda de corto plazo en 7.0% y la deuda de largo plazo 4.6%.



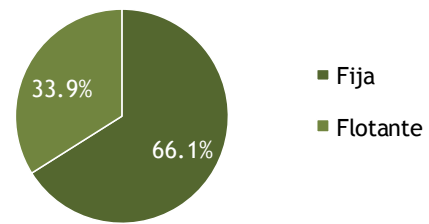
1) Excluye Contratos de Obra Pública Financiada.

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

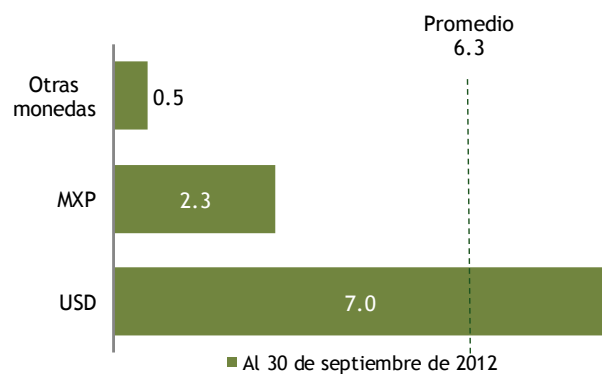
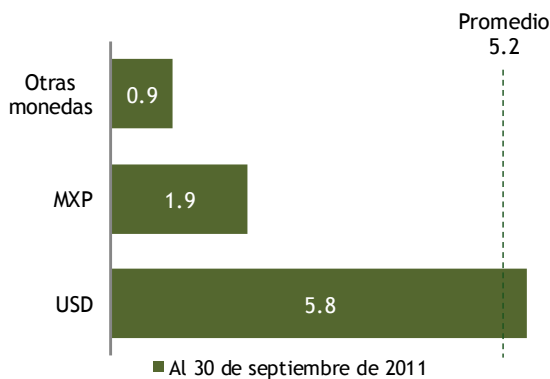
Deuda por moneda al 30 de septiembre de 2012\*  
(Ps. MM)



Deuda por tasa al 30 de septiembre de 2012\*  
(Ps. MM)



Vida promedio de la deuda  
(años)



\*Incluye instrumentos financieros derivados.

## Actividades de inversión

### Ejercicio

De enero a septiembre de 2012 se ejercieron Ps. 193.7 mil millones, lo que representa 64.3% de la inversión programada de Ps. 301.3 mil millones para el año. La distribución fue la siguiente:

- Ps. 173.8 mil millones a Exploración y Producción<sup>5</sup>, de los cuales Ps. 20.9 mil millones se destinaron a exploración;
- Ps. 15.5 mil millones a Refinación;
- Ps. 2.4 mil millones a Gas y Petroquímica Básica;
- Ps. 1.6 mil millones a Petroquímica; y
- Ps. 0.5 mil millones a Corporativo.

## Actividades de financiamiento

### Mercados de capitales

El 19 de octubre Petróleos Mexicanos llevó a cabo una reapertura por de U.S. \$1,000 millones del bono emitido en junio de 2012 con vencimiento en junio de 2044 y cupón de 5.50%.

El 30 de octubre se cerró una línea de crédito sindicada revolvente por US \$1.25 miles de millones de dólares a 5 años. La línea pagará un spread de 115 puntos base sobre Libor.

### COPF

Durante el periodo enero septiembre, 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 septiembre de 2012 Petróleos Mexicanos cuenta con líneas de crédito para manejo de liquidez por U.S. \$2.028 miles de millones y están disponibles en su totalidad.

<sup>5</sup>Incluye inversión no capitalizable en mantenimiento.

## Flujo de efectivo al 30 de septiembre de 2012

PEMEX  
Estados consolidados de flujo de efectivo

	Al 30 de septiembre de		<u>Variación</u>	<u>2012</u> (U.S.\$MM)	
	<u>2011</u>	<u>2012</u>			
	(Ps. MM)				
<b>Actividades de operación</b>					
Utilidad antes de impuestos a la utilidad	568,067	720,518	26.8%	152,451	56,062
<b>Partidas relacionadas con actividades de inversión</b>					
Depreciación y amortización	92,740	105,574	13.8%	12,834	8,215
Deterioro de propiedades, maquinaria y equipo	3,919	-	-100.0%	(3,919)	-
Efectos de compañías asociadas subsidiarias no consolidadas	(1,045)	(2,048)	-95.9%	(1,002)	(159)
Pozos no exitosos	8,150	9,102	11.7%	953	708
Bajas de propiedades maquinaria y equipo	2,850	2,987	4.8%	136	232
<b>Partidas relacionadas con actividades de financiamiento</b>					
(Utilidad) pérdida en cambios no realizada	49,054	(56,720)	-215.6%	(105,774)	(4,413)
Intereses a cargo (favor)	23,904	27,328	14.3%	3,424	2,126
<b>Subtotal</b>	<b>747,640</b>	<b>806,689</b>	<b>7.9%</b>	<b>59,049</b>	<b>62,767</b>
Flujos netos de efectivo de actividades de operación:	(610,241)	(658,244)	-7.9%	(48,002)	(51,217)
Instrumentos financieros	4,027	3,296	-18.2%	(731)	256
Cuentas por cobrar a clientes	(33,870)	5,465	116.1%	39,335	425
Inventarios	(5,122)	(4,950)	3.4%	172	(385)
Otros activos	(3,833)	(3,170)	17.3%	663	(247)
Cuentas y gastos acumulados por pagar	5,369	444	-91.7%	(4,926)	35
Impuestos pagados	(626,263)	(700,331)	-11.8%	(74,068)	(54,492)
Proveedores	14,388	4,177	-71.0%	(10,211)	325
Reserva para créditos diversos y otros	5,244	1,781	-66.0%	(3,463)	139
Aportaciones y pagos por beneficios a empleados	30,788	34,331	11.5%	3,542	2,671
Impuestos diferidos	(970)	714	173.7%	1,684	56
<b>Flujos netos de efectivo de actividades de operación</b>	<b>137,398</b>	<b>148,445</b>	<b>8.0%</b>	<b>11,046</b>	<b>11,550</b>
<b>Actividades de inversión</b>					
Gastos de exploración	(3,983)	(1,601)	59.8%	2,383	(125)
Adquisiciones de propiedades, mobiliario y equipo	(103,094)	(129,888)	-26.0%	(26,794)	(10,106)
<b>Flujos netos de efectivo de actividades de inversión</b>	<b>(127,861)</b>	<b>(131,489)</b>	<b>-2.8%</b>	<b>(3,628)</b>	<b>(10,231)</b>
<b>Insuficiencia de efectivo para aplicar en actividades de financiamiento</b>	<b>9,537</b>	<b>16,956</b>	<b>77.8%</b>	<b>7,419</b>	<b>1,319</b>
<b>Actividades de financiamiento</b>					
Prestamos obtenidos a través de instituciones financieras	104,964	248,447	136.7%	143,483	19,331
Intereses pagados	(23,834)	(26,769)	-12.3%	(2,936)	(2,083)
Pagos de principal a préstamos	(99,962)	(237,587)	-137.7%	(137,625)	(18,486)
<b>Flujos netos de efectivo de actividades de financiamiento</b>	<b>(18,832)</b>	<b>(15,909)</b>	<b>15.5%</b>	<b>2,923</b>	<b>(1,238)</b>
<b>Incremento (decremento) neto efectivo y equivalentes</b>	<b>(9,295)</b>	<b>1,047</b>	<b>111.3%</b>	<b>10,342</b>	<b>81</b>
<b>Efectivo y equivalentes al inicio del ejercicio</b>	<b>131,183</b>	<b>114,368</b>	<b>-12.8%</b>	<b>(16,815)</b>	<b>8,899</b>
<b>Efecto por cambios en el valor del efectivo</b>	<b>3,826</b>	<b>(1,098)</b>	<b>-128.7%</b>	<b>(4,923)</b>	<b>(85)</b>
<b>Efectivo y equivalentes al final del ejercicio</b>	<b>125,714</b>	<b>114,317</b>	<b>-9.1%</b>	<b>(11,396)</b>	<b>8,895</b>

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

<b>PEMEX</b>		
<b>Impacto económico de los factores estructurales y externos</b>		
	<b>Del 1 de ene. al 30 de sep. de 2012</b>	
	<b>(Ps. MMM)</b>	<b>(U.S.\$MMM)</b>
Subsidio gas LP	20.0	1.6
Ingresos no reconocidos política precios gasolinas y diesel	23.3	1.8
Límite de deducibilidad	65.9	5.1
Pasivo laboral	54.1	4.2
Impuestos incrementales por ajustes	(13.4)	(1.0)
<b>Efecto total</b>	<b>149.9</b>	<b>11.7</b>

## Otros eventos relevantes

### Renovación de Flota

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

En agosto se inició el proceso de licitación por 7 abastecedores y en los próximos meses se licitarán 14 más. La inversión inicial estimada es de U.S.\$600 millones.

### Nueva refinería en Tula

Durante el tercer trimestre del año, PEMEX celebró los siguientes contratos de servicios con las empresas Axens North America Inc., Jacobs Nederland B.V. y Bechtel Hydrocarbon Technology Solutions Inc. para la nueva Refinería de Tula:

- Axens North America Inc. ejecutará la ingeniería para la planta hidrosulfuradora de gasóleos que tendrá una capacidad de proceso de 121mbd. El gasóleo producido de bajo contenido de azufre y compuestos poliaromáticos, servirán de carga a la planta de desintegración catalítica (FCC por sus siglas en inglés).
- Jacobs Nederland B.V. ejecutará el paquete de servicios para la planta recuperadora de azufre, con capacidad de proceso de 1,920 toneladas diarias. La planta estará dividida en tres trenes con capacidad para procesar 640 toneladas por día. Cada tren contará con una alta integridad térmica para lograr un índice energético global dentro de los estándares internacionales y el azufre recuperado alcanzará una pureza de 99.9%, con lo que se cumplirá con los requerimientos ambientales exigidos por la norma NOM-148-SEMARNAT-2006.
- Bechtel Hydrocarbon Technology Solutions Inc. (BHTS) ejecutará el Paquete de Diseño de Proceso, Licencias y Asistencia Técnica de la planta de Coquización Retardada, que tendrá capacidad de proceso de 166 mbd. En su diseño, BHTS incorporará una nueva tecnología que reduce la frecuencia de paros para limpieza, garantiza un factor de servicio de 95% y maximiza la producción de líquidos.

**Revisión Salarial 2012**

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

**Incidentes**

El 2 de septiembre se presentó un incidente en una línea de desfogue de la Refinería Madero. El accidente ocurrió cuando se realizaban trabajos de instalación de una junta ciega en la línea de desfogue. El incidente no produjo daño a las plantas de proceso de la refinería, las cuales siguen operando con normalidad.

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

El 18 de octubre se presentó un incidente en la Planta Catalítica I de la Refinería Ing. Antonio Dovalí Jaime en Salina Cruz, Oaxaca. El accidente ocurrió cuando se realizaban trabajos de retiro de juntas ciegas en una tubería para realizar la limpieza de condensadores de gasolina del domo de la torre fraccionadora. La operación de la refinería sigue realizándose con normalidad.

El 19 de octubre se presentó un incidente en el LPG ducto Cactus - Guadalajara, en el tramo Santa Rita - Puente Grande. El incidente no afectó el abasto de combustible en la zona ya que cuenta con suficiente producto almacenado para cumplir con el programa de distribución. El ducto reanudó operaciones en su totalidad el 21 de octubre.

**Certificados de Industria Limpia**

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

Durante el trimestre 90 instalaciones de PEMEX recibieron acreditación y Certificados de Industria Limpia, de los cuales 76 correspondieron a instalaciones de Pemex-Exploración y Producción, tres a Pemex-Gas y Petroquímica Básica, uno para Pemex-Petroquímica y 10 para Pemex-Refinación.

Si desea ser incluido en la lista de distribución de Relación con Inversionistas, por favor ingrese a [www.ri.pemex.com](http://www.ri.pemex.com) y posteriormente a Lista de distribución.

Si desea contactarnos, favor de llamar o mandar un correo a [ri@pemex.com](mailto: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](mailto:rolando.galindo@pemex.com)

Arturo Limón

[arturo.limon@pemex.com](mailto:arturo.limon@pemex.com)

Carmina Moreno

[carmina.moreno@pemex.com](mailto:carmina.moreno@pemex.com)

Ana Lourdes Benavides

[ana.lourdes.benavides@pemex.com](mailto:ana.lourdes.benavides@pemex.com)

Cristina Arista

[delia.cristina.arista@pemex.com](mailto:delia.cristina.arista@pemex.com)

Cristina Pérez

[cristina.perez@pemex.com](mailto: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 no auditados 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 prevaletante al 30 de septiembre de 2012 de Ps. 12.8521 = 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](http://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 septiembre 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](http://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](http://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](http://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 PM.