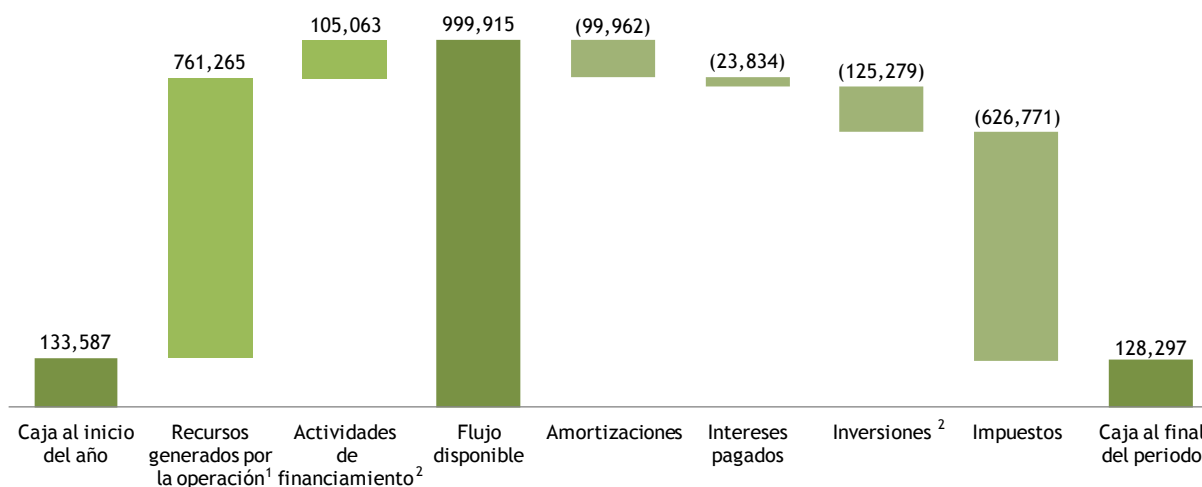


Reporte de resultados de Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias al 30 de septiembre de 2011¹

Del 1 de jul. al 30 de sep.	2010 (Ps. MMM)	2011	Variación	2011 (U.S.\$ MMM)	Aspectos relevantes
Ventas totales	317.6	392.1	23.5%	29.2	→ Los ingresos por ventas continuaron con una tendencia a la alza, soportadas por los precios internacionales de los hidrocarburos y la estabilidad de nuestra plataforma de producción.
Rendimiento bruto	161.3	183.7	13.9%	13.7	→ La producción de crudo se mantuvo por arriba de 2.5 MMbd.
Rendimiento de operación	135.7	158.1	16.5%	11.8	→ El EBITDA registró un incremento de 24.8% debido al incremento en ingresos.
Rendimiento antes de impuestos y derechos	155.6	133.0	-14.5%	9.9	→ El pago de impuestos se incrementó en 35%, alcanzando Ps. 214 miles de millones (U.S.\$ 15.9 miles de millones).
Impuestos y derechos	158.3	214.0	35.1%	16.0	→ PEMEX registró una pérdida neta de Ps. 81.0 miles de millones como resultado una pérdida cambiaria de Ps. 49.2 miles de millones, derivada de la depreciación del peso respecto al dólar y del pago de impuestos, que representó el 55% de los ingresos totales.
Pérdida neta	(2.8)	(81.0)		(6.0)	

Fuentes y usos de recursos al 30 de septiembre de 2011
(Ps. MM)



(1) Antes de impuestos.

(2) Excluye Contratos de Obra Pública Financiada.

(3) Incluye un efecto de Ps. 4,228 millones por cambios en el valor del efectivo.

¹ PEMEX presenta este reporte para dar a conocer sus resultados financieros y operativos preliminares del tercer trimestre de 2011. 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 2011, que se llevará a cabo el 28 de octubre de 2011. Los anexos, versiones estenográficas y documentos relevantes pueden descargarse en www.ri.pemex.com.

Resultados operativos

PEMEX Principales estadísticas de producción				
	Del 1 de jul. al 30 de sep. de			
	2010	2011	Variación	
Explotación				
Total de hidrocarburos (Mbpced)	3,790	3,681	-2.9%	(109)
Hidrocarburos líquidos (Mbd)	2,613	2,576	-1.4%	(36)
Crudo (Mbd)	2,567	2,525	-1.6%	(42)
Condensados (Mbd)	46	51	13.0%	6
Gas natural (MMpcd) ⁽¹⁾	7,155	6,501	-9.1%	(653)
Transformación industrial				
Gas seco de plantas (MMpcd) ⁽²⁾	3,578	3,689	3.1%	111
Líquidos del gas natural (Mbd)	380	386	1.6%	6
Petrólíferos (Mbd) ⁽³⁾	1,363	1,304	-4.3%	(59)
Petroquímicos (Mt)	1,497	1,311	-12.4%	(185)

(1) Incluye nitrógeno.
 (2) No incluye gas seco elaborado y utilizado como combustible por Pemex-Refinación.
 (3) Incluye GLP de Pemex-Gas y Petroquímica Básica; Pemex-Exploración y Producción y Pemex-Refinación.

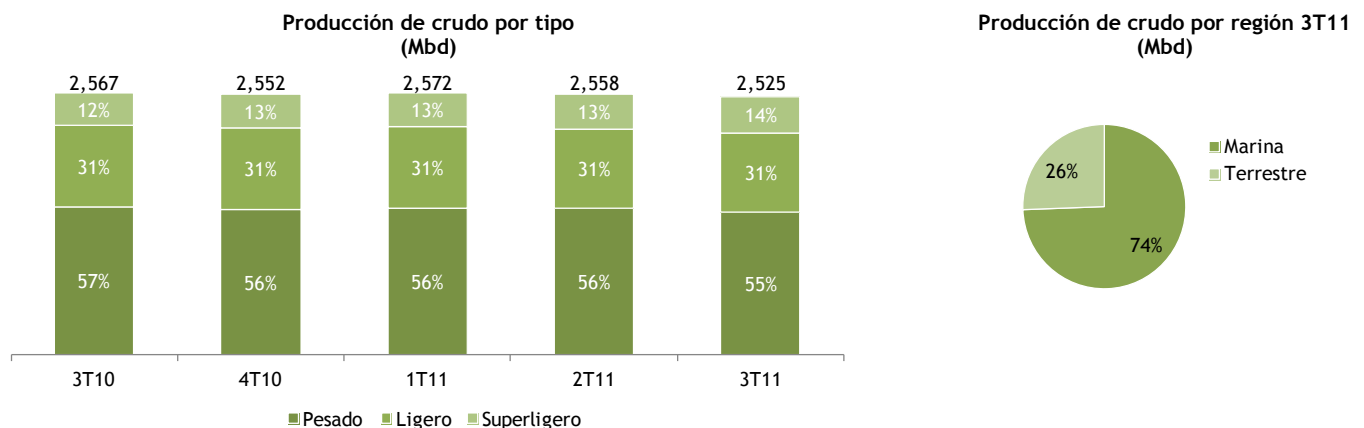
Exploración y producción

Producción de crudo

La producción total de petróleo crudo fue menor en 1.6% debido a:

- Operaciones de mantenimiento en el FPSO Yuum K'ak' Naab.
- Condiciones climatológicas desfavorables ocasionadas por la tormenta tropical "Nate".
- 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.
- La declinación natural de los proyectos Antonio J, Bermúdez y Jujo-Tecominoacan, en la Región Sur.
- El avance del contacto gas aceite en los proyectos Ixtal-Manik y Caan en la Región Marina Suroeste

Los aspectos antes mencionados fueron parcialmente contrarrestados por un incremento de 24% en la producción del proyecto Aceite Terciario del Golfo (ATG). De igual forma se observaron incrementos en la producción de crudo ligero y superligero en los proyectos Ogarrio-Magallanes y Delta del Grijalva de la Región Sur y Yaxche de la Región Marina Suroeste.



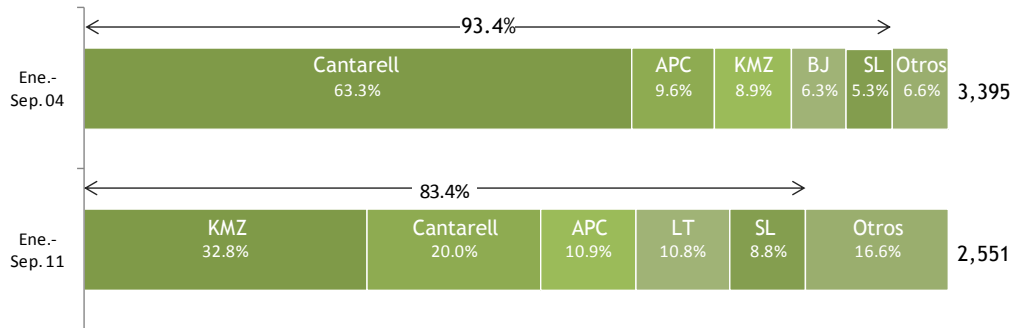
Diversificación

A través de la ampliación de la cartera de proyectos, PEMEX ha reducido la dependencia en

de proyectos

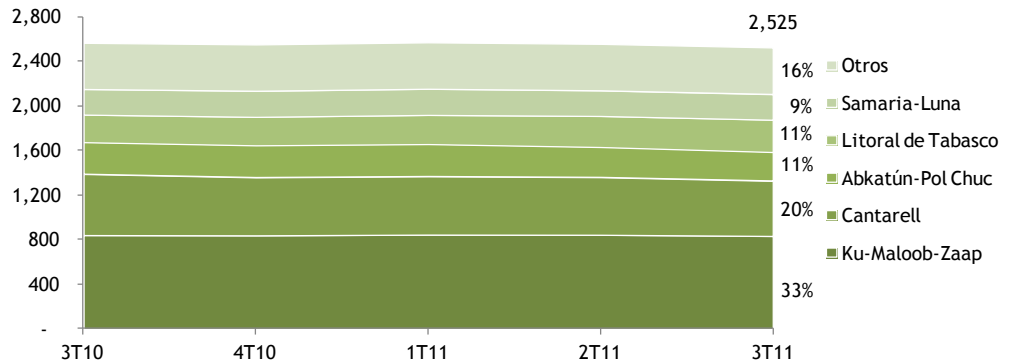
Cantarell, logrando crecimientos importantes en nuevos campos, que además han permitido la estabilización en la producción.

Principales activos productores de crudo
enero-septiembre 2004 vs enero-septiembre 2011
(Mbd)



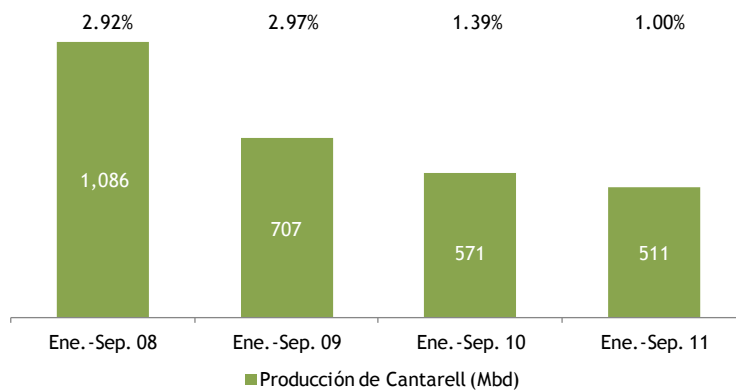
APC: Abkatún-Pol Chuc; KMZ: Ku-Maloob-Zaap; BJ: Bellota Jujo; LT: Litoral de Tabasco; SL: Samaria Luna

Producción de crudo por activo
(Mbd)



PEMEX continua implementando acciones para estabilizar la producción e incrementar el factor de recuperación de hidrocarburos de Cantarell.

Tasa promedio mensual de disminución de producción de Cantarell
(Mbd)



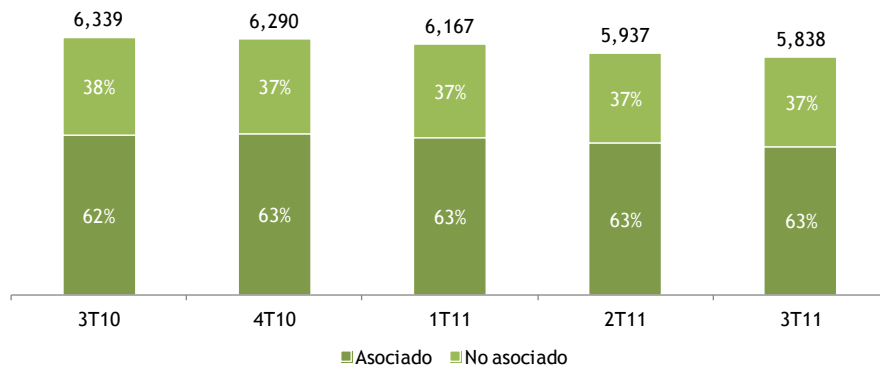
Producción de gas natural

La producción total de gas natural disminuyó 7.9%², lo que se debió a:

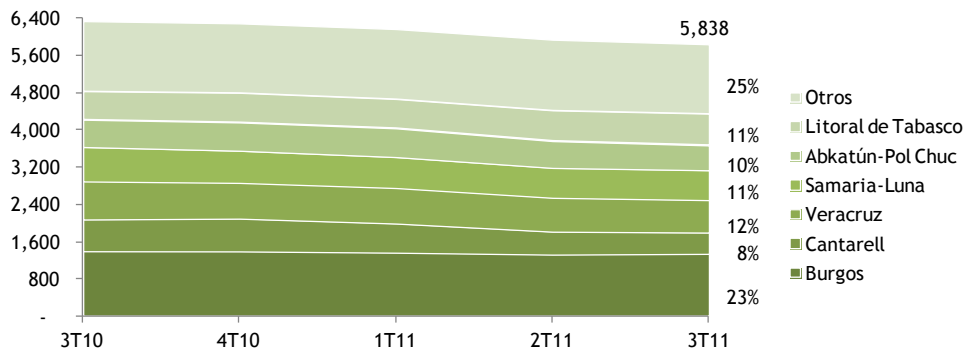
- Menor producción de gas asociado por la declinación en los Activos Antonio J. Bermúdez, de la Región Sur y Cantarell, de la Región Marina Noreste.
- Una reducción en la producción de gas no asociado en los Activos Burgos y Veracruz, de la Región Norte.

La disminución en la producción de gas fue parcialmente compensada por un aumento en la producción en los Activos Litoral de Tabasco, de la Región Marina Suroeste y Aceite Terciario del Golfo, de la Región Norte.

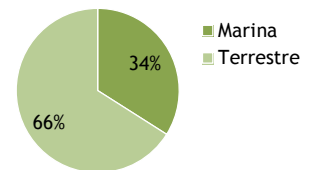
Producción de gas natural (MMpcd)



Producción de gas natural por activo (MMpcd)



Producción de gas natural por tipo de campo 3T11 (MMpcd)

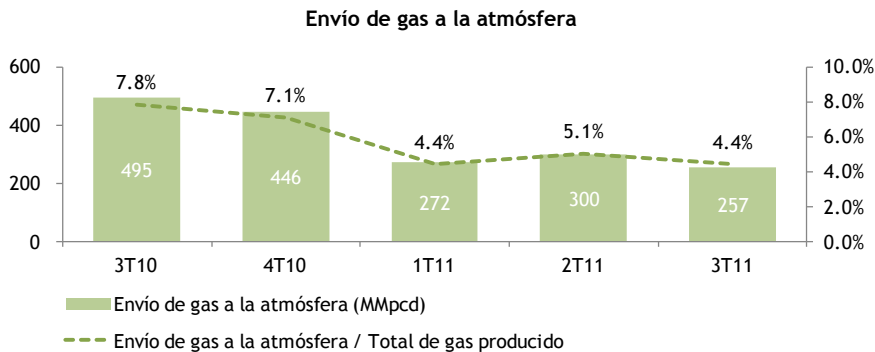


² No incluye nitrógeno.

Envío de gas a la atmósfera

El envío de gas a la atmósfera se contrajo en 48% debido, principalmente a:

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

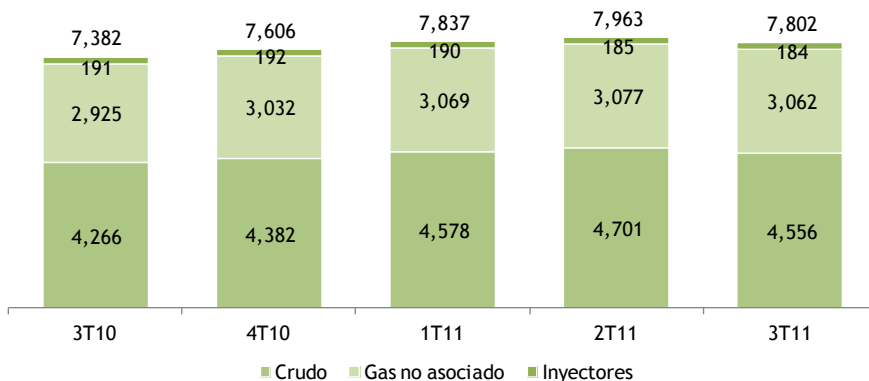


Infraestructura de operación

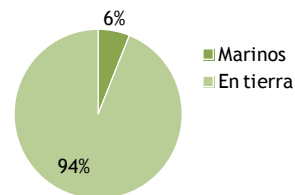
PEMEX sigue enfocado en una estrategia de perforación más eficiente, con mayor uso de tecnología e información orientada a una mayor generación de valor.

- El número de pozos en operación al 30 de septiembre de 2011, aumentó en 5.7% por la incorporación de equipos terrestres en los Activos Antonio J. Bermúdez, Delta del Grijalva y el proyecto Samaria Somero de la Región Sur y Aceite Terciario del Golfo, de la Región Norte.
- La terminación de pozos durante el tercer trimestre del año fue menor en 61 pozos, respecto al mismo trimestre 2010, debido a modificaciones en las estrategias de perforación de desarrollo en los proyectos Aceite Terciario del Golfo y Burgos y al incremento en tiempos de perforación de pozos exploratorios en la Región Sur.

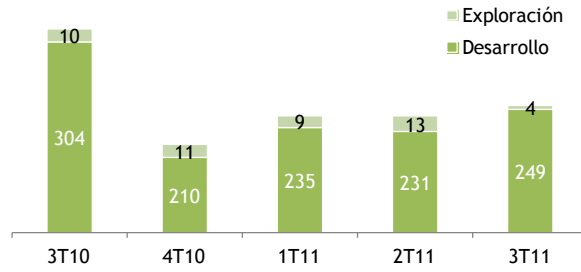
Pozos promedio en operación



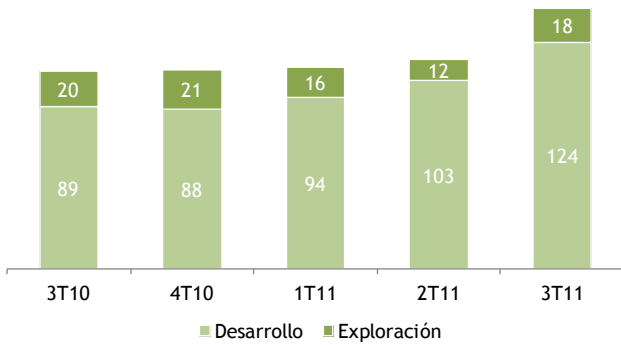
Pozos promedio en operación por tipo de campo durante 3T11



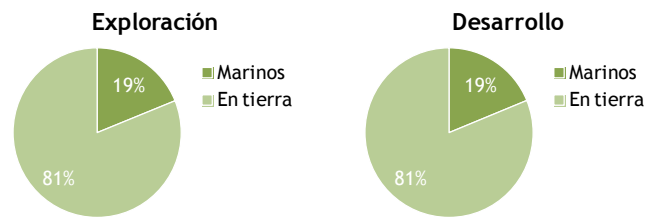
Pozos terminados



Equipos de perforación promedio



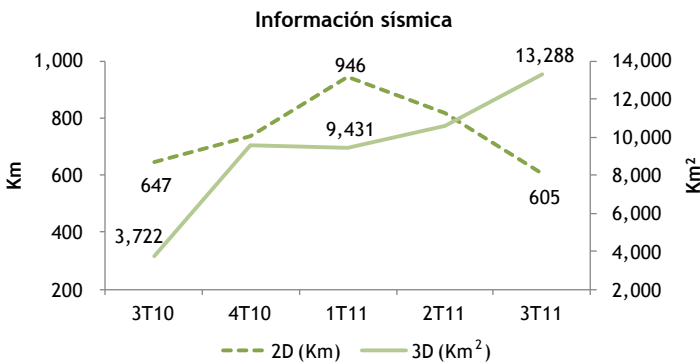
Equipos de perforación promedio por tipo 3T11



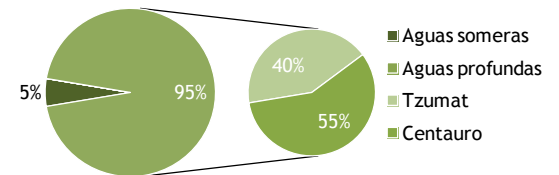
Información sísmica

Durante el tercer trimestre del año la información sísmica 2D disminuyó 6.5% debido a una menor actividad en la Región Norte, ya que la información acumulada durante los últimos trimestres se encuentra ahora en la fase de interpretación.

La información sísmica 3D aumentó 257% debido a la actividad exploratoria en aguas profundas del Golfo de México.



Información sísmica 3D 3T11



Descubrimientos

PEMEX realizó con éxito pruebas de producción en el pozo exploratorio Kinbe-1 (Ruta del Sol), confirmando la existencia de un nuevo yacimiento de crudo ligero de 37° API, ubicado al noroeste de Ciudad del Carmen, en un tirante de agua de 22 metros. Este nuevo descubrimiento confirma el potencial petrolero de la zona, donde también se desarrolla el Proyecto Crudo Ligero Marino.

Asimismo, se realizaron hallazgos de gas y condensados en el pozo Bocaxa-1 del Activo Burgos.

PEMEX					
Principales descubrimientos del 1 de julio al 30 de septiembre de 2011					
<u>Proyecto</u>	<u>Pozo</u>	<u>Era geológica</u>	<u>Producción inicial</u>		<u>Tipo de hidrocarburo</u>
			<u>Crudo y condensados (bd)</u>	<u>Gas (MMpcd)</u>	
Litoral de Tabasco Burgos	Kinbe-1	Jurásico Superior Kimmeridgiano	5,679.0	9.1	Aceite Ligero y gas
	Bocaxa-1	Eoceno	144.0	1.5	Gas y Condensado

Proyectos de exploración y producción

Contratos Integrales

El 18 de agosto de 2011 PEMEX adjudicó la primera ronda de licitaciones de los Contratos Integrales para Exploración y Producción de campos maduros de la Región Sur, de la siguiente forma:

- Campos Magallanes y Santuario a Petrofac Facilities Management Limited.
- Campo Carrizo a Administradora de Proyectos de Campos.

Sin embargo el 19 de octubre de 2011, derivado del incumplimiento de requisitos legales para la suscripción del contrato por parte de la empresa Administradora en Proyectos de Campos, PEMEX canceló la firma contrato. En consecuencia y en apego a las bases de licitación, éste fue readjudicado a Dowell Schlumberger de México S.A. de C.V. que, en la licitación pública abierta realizada el 18 de agosto de 2011, presentó la segunda mejor oferta.

El proceso despertó gran interés entre las empresas de la industria, tanto nacional como internacional, en el cual se adquirieron 53 paquetes de bases de licitación por 27 empresas, para las tres áreas contractuales.

Los campos adjudicados cuentan con una reserva 3P de 207 MMbpce y actualmente producen alrededor de 15 Mbd. Se estima que la entrada en vigor de los contratos de lugar a un incremento en la producción de 55 Mbd.

Se espera lanzar una segunda ronda que incluirá 6 campos maduros de la Región Norte durante el cuarto trimestre de 2011. La producción actual de dicho bloques es de 17 Mbd y se estima que con estos nuevos contratos la producción podría ascender a 70 Mbd.

Capacidad de almacenamiento

PEMEX puso en servicio un tanque de almacenamiento de petróleo crudo con capacidad de 500 mil barriles en la Terminal Marítima de Pajaritos, el cual ayudará a incrementar la confiabilidad operativa y reducirá costos de maniobra. Así mismo se logrará liberar capacidad de almacenamiento en Dos Bocas, Tabasco. Este nuevo tanque es de tipo vertical con cúpula flotante, lo que evita las emanaciones de gases, en cumplimiento a la política de seguridad y protección al medio ambiente.

Nueva estructura de PEP

El 20 de septiembre de 2011, el Consejo de Administración de Pemex-Exploración y Producción (PEP) aprobó la reorganización de su estructura interna, para coadyuvar al logro de los objetivos planteados por el Plan de Negocios y generar mayor valor de forma sustentable. Entre los principales cambios que se incorporan con la nueva estructura resaltan:

- integración de la actividad exploratoria en la nueva Subdirección de Exploración.
- Creación de la Subdirección de Desarrollo de Campos.
- Concentración de los Activos en la producción de hidrocarburos.
- Integración de la actividad de mantenimiento de infraestructura y logística de todas las regiones bajo una sola Subdirección.
- Enfoque en la ejecución de la perforación por parte de la nueva Unidad de Negocio de Perforación.
- Fortalecimiento del área de construcción de obras.
- Creación de un área de gestión de recursos técnicos.

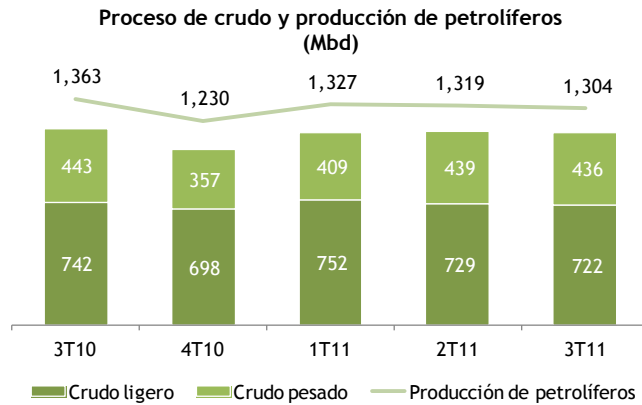
Organismos industriales

Proceso de crudo

El proceso total de petróleo crudo disminuyó en 2.2%, como consecuencia de:

- Mantenimientos y reparaciones en el Sistema Nacional de Refinación.
- Fallas de energía eléctrica en la refinería Madero y Salina Cruz.
- Fallas de servicios principales en Salina Cruz.

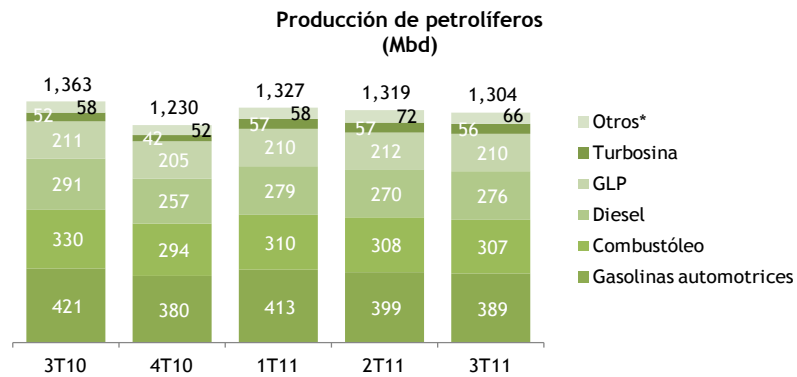
La capacidad utilizada de destilación primaria fue menor en 2.7 puntos porcentuales, como resultado de la menor utilización de plantas, así como por el arranque y estabilización de las operaciones de la planta Primaria Maya en Minatitlán.



Producción de petrolíferos

La producción total de petrolíferos se redujo 4.3% debido a:

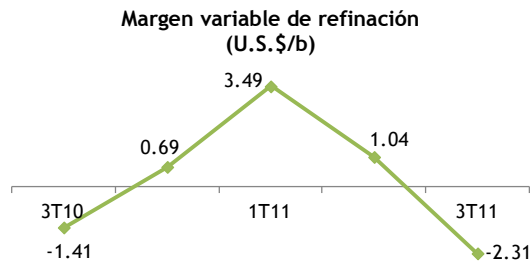
- Menor proceso de crudo por mantenimientos programados y no programados.
- Fallas de servicio.



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

Margen variable de refinación

El Sistema Nacional de Refinación registró un margen variable de U.S.\$-2.31 dólares por barril, U.S.\$0.90 por barril inferior al registrado durante el tercer trimestre de 2010. La reducción obedece en gran parte, a la volatilidad que presentaron los precios del crudo y petrolíferos en el mercado internacional por factores socio-políticos, macro económicos y financieros.

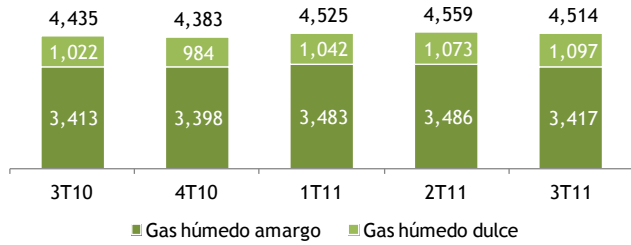


Proceso y producción de gas

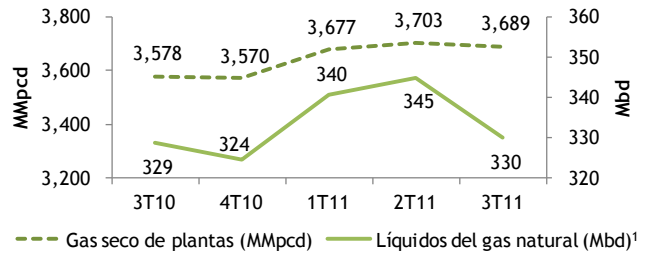
El proceso de gas natural registró un incremento de 1.8% derivado de una mayor disponibilidad de gas húmedo dulce. Asimismo, el proceso de condensados aumento 12.6% como resultado de una mayor producción en las Regiones Marinas y La Región Norte.

Derivado de lo anterior, la producción de gas seco y líquidos del gas incrementó en 3.1% y 1.6%, respectivamente.

Proceso de gas (MMpcd)



Producción de gas y líquidos del gas



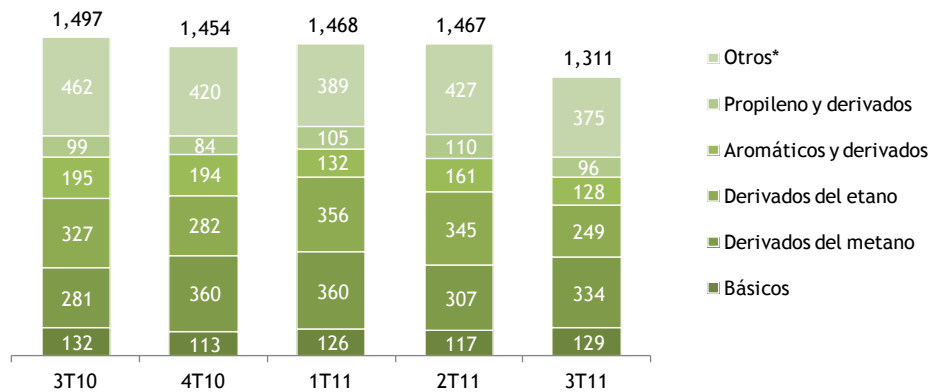
(1) No incluye el proceso de condensados.

Producción de petroquímicos

La elaboración de petroquímicos descendió 12.4%, de conformidad con la estrategia de la empresa de enfocarse en las cadenas de petroquímicos más rentables. En este sentido:

- La cadena de derivados del metano registró un incremento de 19%.
- La cadena de aromáticos y derivados disminuyó debido a la decisión estratégica de reducir la elaboración de componentes para gasolina, ante el incremento de costos de insumos.
- La menor producción de propileno y derivados se atribuye a una menor demanda de productos.
- La producción en la cadena de derivados del etano disminuyó debido a paros no programados por mantenimientos auxiliares.

Producción de petroquímicos (Mt)



*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

Estabilización de plantas en Minatitlán	Durante el tercer trimestre de 2011 se concluyeron las obras de reconfiguración de la refinería de Minatitlán. Se prevé que la producción de las nuevas plantas se establezca durante el último trimestre del año, con lo que a finales de 2011 se espera un aumento en el proceso de crudo, así como en la producción de petrolíferos ligeros e intermedios.
Coinversión con Mexichem	El 21 de octubre, la Comisión Federal de Competencia autorizó la coinversión de PEMEX y la empresa mexicana Mexichem, mediante la cual se espera incrementar la producción de cloruro de vinilo, lo que cumple con los objetivos de PEMEX de cooperar con el sector privado para impulsar a la industria petroquímica nacional.
Subastas en reversa para compra de Gas LP de importación	<p>El 25 de agosto de 2011 Pemex-Gas y Petroquímica Básica (PGPB), como parte de un nuevo marco estratégico de gestión y de transparencia, orientado a obtener mejores oportunidades de precio dentro del mercado internacional, anunció una nueva estrategia de adquisiciones compras de gas LP que incluye subastas en reversa y contratos multianuales.</p> <p>El 12 de octubre de 2011, en seguimiento a dicha estrategia, MGI Trading Ltd. (subsidiaria internacional) y Regional Market Makers Inc. (aklara) dieron a conocer los requerimientos para el proceso de subastas en reversa para la importación de gas LP, en un rango de volumen que va de las 228-952 Mt. Se espera que el proceso concluya el 4 de noviembre de 2011, con la elección del proveedor que proponga el menor precio en la subasta.</p>
Nuevos Contratos de Ventas de primera mano	<p>Al 28 de octubre de 2011 un total de 9,137 estaciones de servicio, que representan 92.6% de la red total en el país, han suscrito los Contratos de Ventas de Primera Mano (CVPM), en cumplimiento con la nueva regulación derivada de la Reforma Energética de 2008.</p> <p>Los nuevos contratos contemplan la puesta en práctica de elementos que permiten mayor seguridad en las estaciones de servicio, mejoran la protección al medio ambiente y fundamentalmente, benefician al consumidor final, quien recibirá una mejor atención en dichas estaciones.</p> <p>Con el fin de facilitar la suscripción de los contratos, la Secretaría de Energía y Pemex-Refinación decidieron ampliar el plazo del 30 de septiembre de 2011 al 31 de enero de 2012.</p>

Resultados financieros

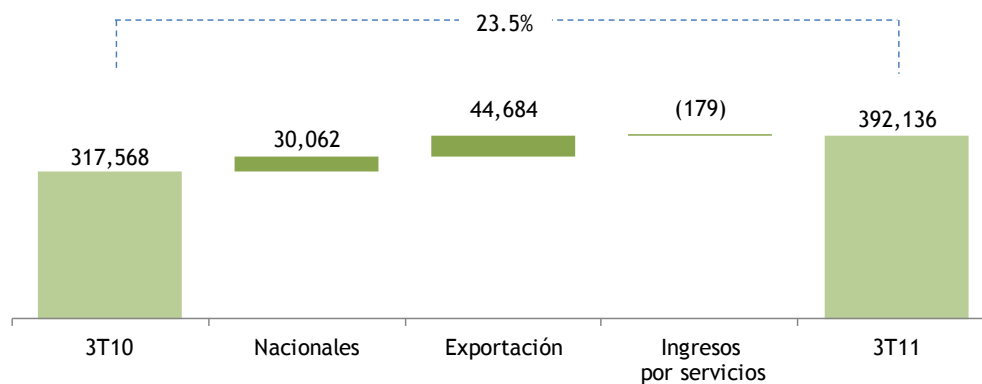
	PEMEX				
	Estado de resultados consolidado				
	Del 1 de jul. al 30 de sep. de				
	2010	2011	Variación	2011	
	(Ps. MM)			(U.S.\$MM)	
Ventas totales	317,568	392,136	23.5%	74,568	29,217
En México	171,338	201,400	17.5%	30,063	15,006
De exportación	144,746	189,431	30.9%	44,684	14,114
Ingresos por servicios	1,484	1,305	-12.1%	(179)	97
Costo de ventas	156,258	208,404	33.4%	52,147	15,527
Rendimiento bruto	161,310	183,732	13.9%	22,421	13,689
Gastos generales	25,575	25,648	0.3%	73	1,911
Gastos de distribución y transportación	7,832	8,881	13.4%	1,049	662
Gastos de administración	17,743	16,767	-5.5%	(976)	1,249
Rendimiento de operación	135,736	158,084	16.5%	22,348	11,778
Otros ingresos (gastos)	12,737	41,393	225.0%	28,657	3,084
IEPS devengado	13,900	42,458	205.5%	28,558	3,163
Otros	(1,163)	(1,065)	8.4%	98	(79)
Resultado integral de financiamiento	6,862	(67,202)	-1079.3%	(74,065)	(5,007)
Participación en resultados de subs. y asociadas que no consolidan	255	763	198.9%	508	57
Rendimiento antes de impuestos y derechos	155,590	133,038	-14.5%	(22,553)	9,912
Impuestos y derechos	158,348	214,003	35.1%	55,654	15,945
Rendimiento neto	(2,758)	(80,965)	-2835.4%	(78,207)	(6,032)

Ventas

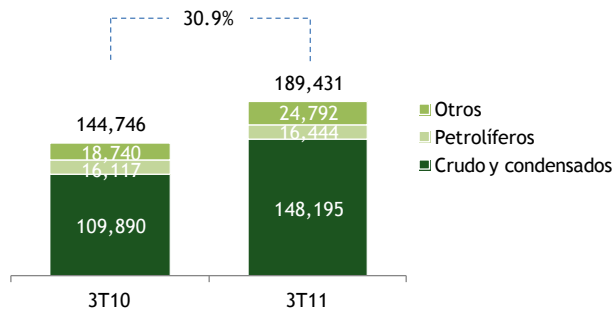
El incremento en ventas totales fue de 23.5%, principalmente como resultado de:

- Un aumento de 45.9% en el precio de la mezcla mexicana de crudo, de U.S.\$69.3 por barril en el tercer trimestre de 2010 a U.S.\$101.1 por barril en el mismo trimestre del 2011. Lo anterior fue parcialmente compensado por una disminución en el volumen de crudo exportado de 4.1%, mismo que registró un volumen promedio de 1,302 Mbd en el trimestre.
- Un aumento del 43.6% en el precio de la gasolina regular en la Costa Norteamericana del Golfo de México de U.S.¢196.76 por galón a U.S.¢282.59.
- Asimismo, se registraron mayores precios de producto de venta en México, gasolinas (Magna 12%, Premium, 5%) diesel (12%), combustóleo (38%), turbosina (37%) y asfaltos (18%). Adicionalmente los volúmenes de venta de los siguientes productos también registraron incrementos, gasolina premium (6%), diesel (3%), combustóleo (20%) y asfaltos (7%).

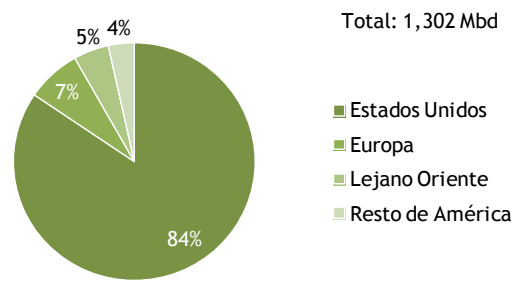
Evolución de las ventas
(Ps. MM)



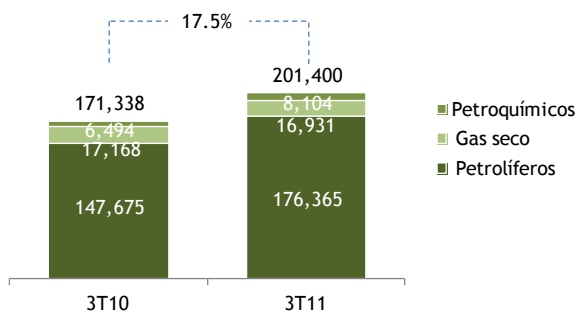
Exportaciones
(Ps. MM)



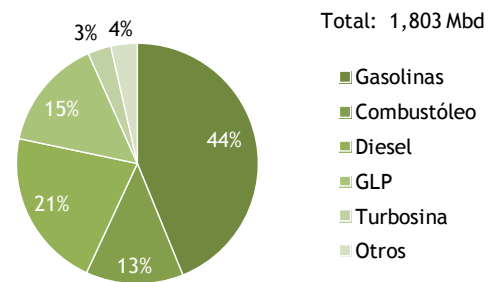
Exportaciones de crudo por destino geográfico



Ventas en México
(Ps. MM)



Ventas de Petrolíferos en México



Costos y gastos de operación

El incremento de 33.4% registrado en el costo de ventas en el trimestre se explica principalmente por:

- Un aumento de 50.7% en el monto de compras para reventa como resultado de mayores precios de hidrocarburos y sus derivados.
- Un incremento del 29.6% en gastos de operación, principalmente resultado de mayores gastos en servicios personales, materiales, servicios pagados a terceros y seguros y fianzas, lo cual fue parcialmente contrarrestado por una disminución de 86.6%, en honorarios pagados a terceros.
- Un incremento del 63.0% en gastos de exploración, así como un aumento de 49.8% en gastos de conservación y mantenimiento.

Lo anterior fue parcialmente contrarrestado por disminuciones de 3.7% en amortizaciones, 3.6% en el costo neto del periodo de beneficios a empleados y 1.9% en el costo de pozos no exitosos.

Los gastos generales, que están integrados por gastos de distribución y gastos de administración, se incrementaron en 0.3%.

En este sentido, los gastos de distribución aumentaron 13.4% como resultado de:

- Un incremento del 28.6% en gastos de operación, como consecuencia de mayores gastos en servicios personales, materiales y otros egresos de operación, parcialmente compensados por una disminución en honorarios pagados a terceros y servicios pagados a terceros.
- Una disminución del 5.0% en depreciación y de 3.0% en el costo neto del periodo de beneficios a empleados.

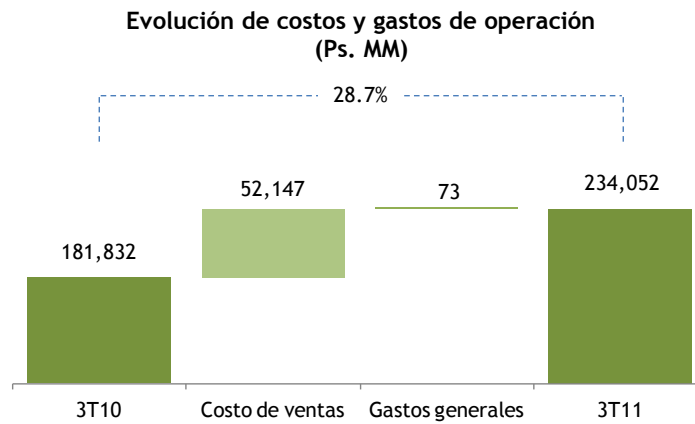
Asimismo, los gastos de administración fueron 5.5% menores derivado de:

- Una disminución en gastos de servicios médicos, servicios y honorarios pagados a terceros, arrendamientos y regalías. Parcialmente contrarrestado por un incremento en servicios personales.
- Una disminución en los gastos de depreciación en el periodo de 8.4%.

Lo anterior fue parcialmente contrarrestado por un incremento de 2.1% en el costo neto del periodo de beneficios de empleados.

Otros Ingresos

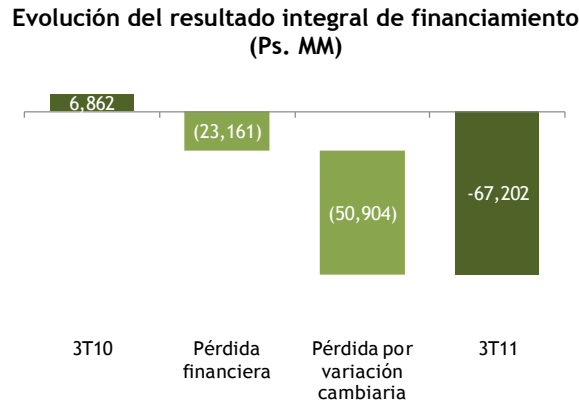
El incremento de 225.0% de otros ingresos principalmente como resultado de un incremento de 205.5% en ingresos derivados de la tasa negativa del IEPS³, parcialmente contrarrestado por un incremento en otros gastos diversos.



Resultado integral de financiamiento

El resultado integral de financiamiento registró una variación de Ps. 74.1 miles de millones como resultado de:

- Mayores intereses a cargo de PEMEX, como resultado de la valuación de instrumentos financieros.
- Mayor pérdida por variación cambiaria debido a una mayor depreciación del peso respecto al dólar americano, en comparación a la registrada durante el mismo periodo del año anterior.



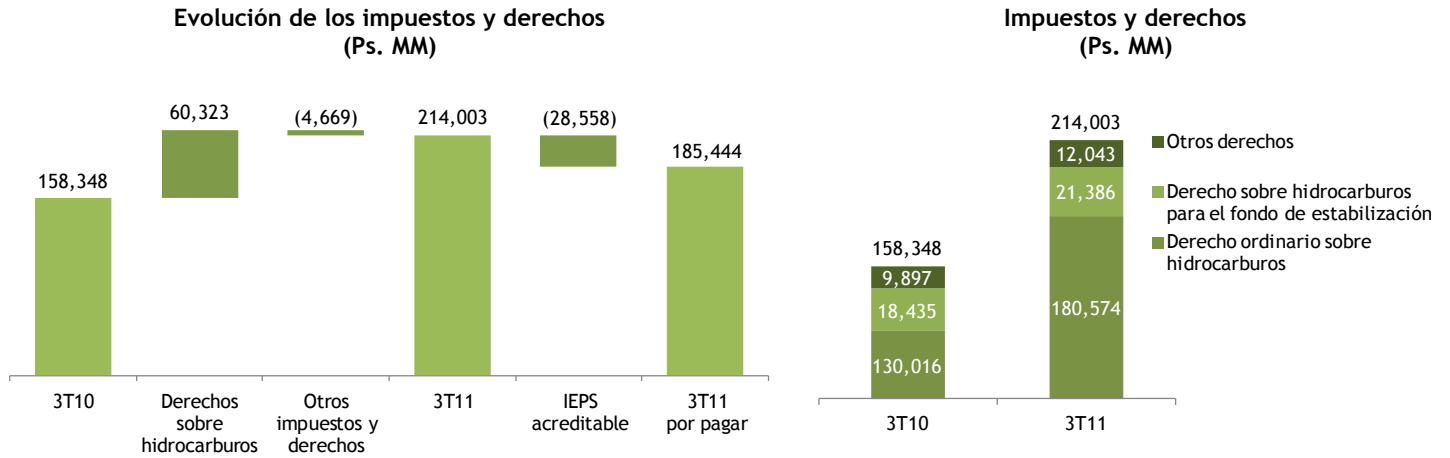
Impuestos y

El incremento de impuestos y derechos durante el trimestre se debió principalmente a:

³ Impuesto Especial sobre Producción y Servicio.

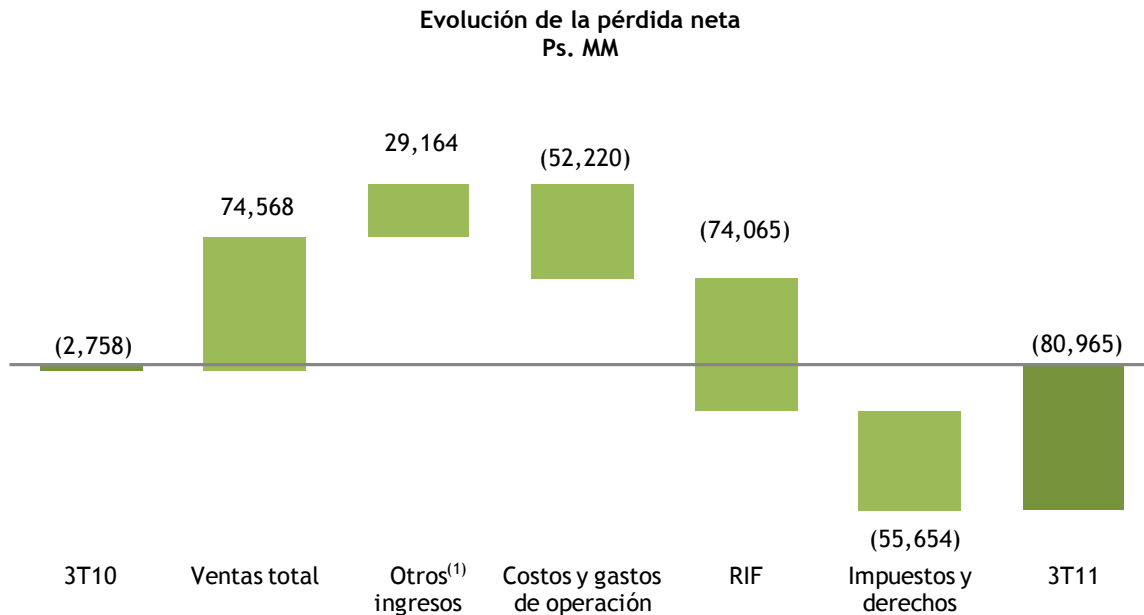
derechos

1. Mayores precios de referencia de la mezcla mexicana de crudo, que aumentó 45.8% en los periodos comparados, de U.S.\$69.3 por barril a U.S.\$101.1 por barril.
2. Lo anterior fue parcialmente contrarrestado por una mayor acreditación de IEPS.



Rendimiento neto

En el periodo se registró una pérdida neta de Ps. 81.0 miles de millones (U.S.\$6.0 miles de millones), a consecuencia de un resultado integral de financiamiento negativo por un monto de Ps. 67.2 miles de millones. Lo anterior fue parcialmente compensado por un incremento en ventas y en otros ingresos.



* Incluye la participación de subsidiarias y asociadas que no consolidan.

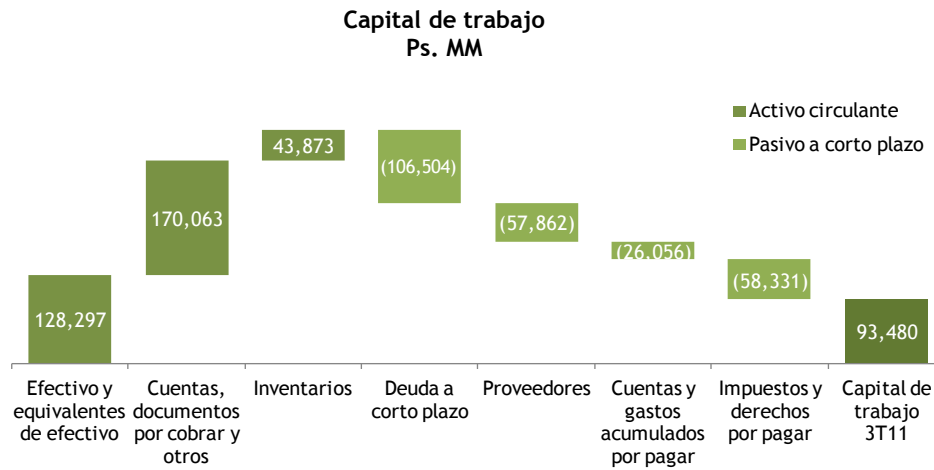
Estado de la situación financiera al 30 de septiembre de 2011

PEMEX					
Balance General Consolidado					
	Al 31 de diciembre de 2010	Al 30 de septiembre de 2011	Variación		2011
	(Ps. MM)				(U.S.\$MM)
Total activo	1,392,715	1,472,095	5.7%	79,379	109,680
Activo circulante	313,429	342,234	9.2%	28,805	25,499
Efectivo y equivalentes de efectivo	133,587	128,297	-4.0%	(5,290)	9,559
Cuentas, documentos por cobrar y otros	141,805	170,063	19.9%	28,259	12,671
Inventarios	38,038	43,873	15.3%	5,836	3,269
de productos	32,738	39,473	20.6%	6,735	2,941
de materiales	5,299	4,400	-17.0%	(899)	328
Inversión en acciones y valores	11,116	32,340	190.9%	21,224	2,410
Propiedades, mobiliario y equipo	1,061,388	1,088,823	2.6%	27,435	81,124
Otros activos	6,782	8,698	28.2%	1,916	648
Total pasivo	1,506,499	1,649,432	9.5%	142,934	122,893
Pasivo de corto plazo	207,254	248,754	20.0%	41,500	18,534
Deuda a corto plazo	89,555	106,504	18.9%	16,950	7,935
Proveedores	43,474	57,862	33.1%	14,388	4,311
Cuentas y gastos acumulados por pagar	21,659	26,056	20.3%	4,398	1,941
Impuestos y derechos por pagar	52,566	58,331	11.0%	5,765	4,346
Pasivo a largo plazo	1,299,245	1,400,679	7.8%	101,434	104,359
Deuda a largo plazo	575,171	616,955	7.3%	41,784	45,967
Reserva para créditos diversos y otros	55,493	58,861	6.1%	3,367	4,385
Reserva para beneficios a los empleados	661,365	718,109	8.6%	56,744	53,504
Impuestos diferidos	7,216	6,754	-6.4%	(461)	503
Total patrimonio	(113,783)	(177,338)	55.9%	(63,554)	(13,213)
Total pasivo y patrimonio	1,392,715	1,472,095	5.7%	79,379	109,680

Capital de trabajo

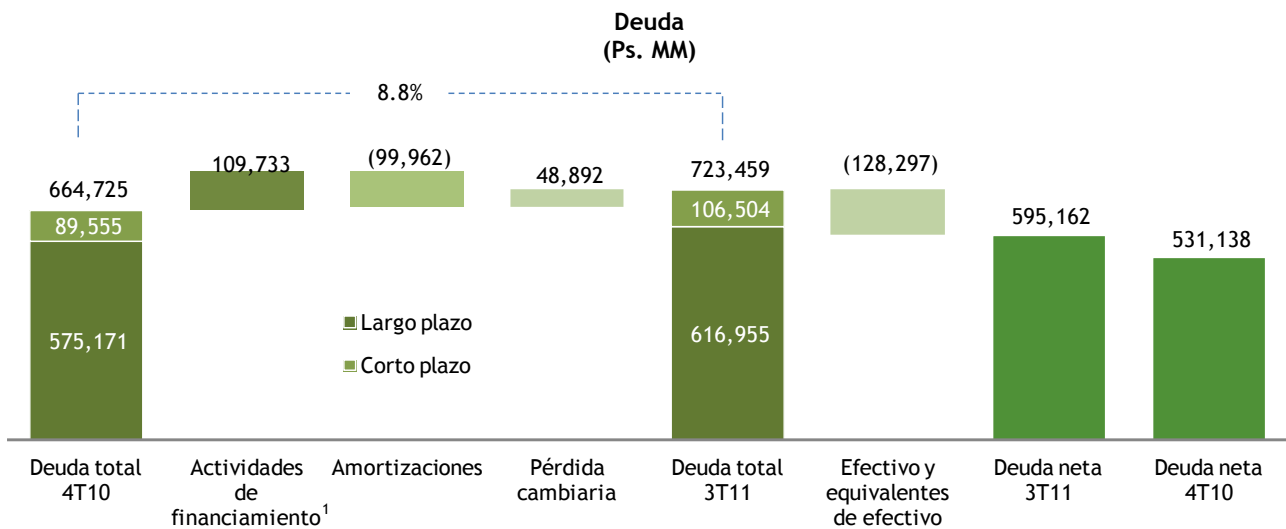
El activo circulante se incrementó en Ps. 28.8 miles de millones de pesos del 1 de enero al 30 de septiembre de 2011.

El pasivo de corto plazo registró un incremento de 20%, principalmente por un incremento en la deuda de corto plazo de Ps. 16.9 miles de millones, un incremento en cuentas por pagar a proveedores de Ps. 14.4 miles de millones pesos, un incremento en cuentas y gastos acumulados por pagar de Ps. 4.4 miles de millones y un aumento de Ps. 5.8 miles de millones de pesos en impuestos y derechos por pagar.



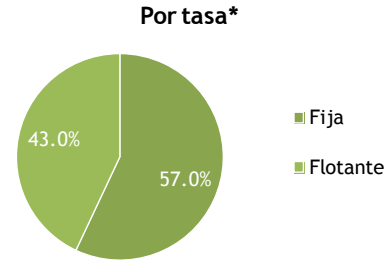
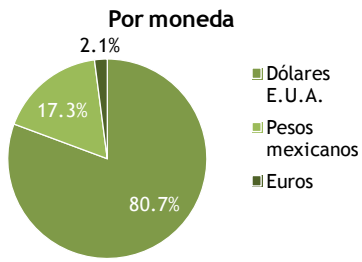
Deuda

La deuda aumentó 8.8% principalmente como resultado de la depreciación del peso frente al dólar de 7.4% durante los primeros nueve meses del 2011.



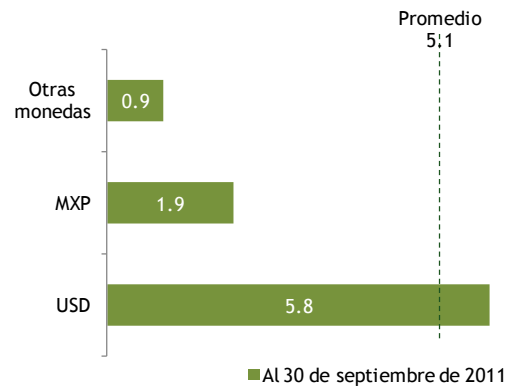
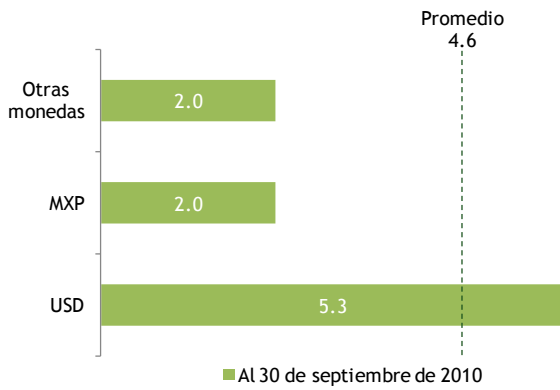
1) Incluye Ps. 4.7 miles de millones de Contratos de Obra Pública Financiada.
 2) Incluye Ps. 70.8 millones de intereses por pagar.

**Deuda
(Ps. MM)**



*Incluye instrumentos financieros derivados.

**Vida promedio
(años)**



*Incluye instrumentos financieros derivados.

Actividades de financiamiento

Mercados de capitales

- El 20 de julio de 2011 Petróleos Mexicanos realizó una reapertura por EUA \$1.0 miles de millones del bono con vencimiento en enero de 2021 que fue emitido en julio de 2010. El bono paga un cupón semestral de 5.5%
- El 27 de septiembre de 2011 Petróleos Mexicanos realizó una emisión de Certificados Bursátiles por Ps. 10.0 mil millones, en dos tramos:
 - Ps. 7.0 mil millones a tasa TIE + 24 puntos base con vencimiento en 2017; y
 - 653.38 millones de Unidades de Inversión, equivalentes a aproximadamente Ps. 3.0 mil millones, con vencimiento en 2021, y cupón fijo semestral de 3.55%.
- El 12 de octubre de 2011 Petróleos Mexicanos realizó una reapertura por U.S.\$1.25 miles millones, del bono con vencimiento en junio de 2041 que fue emitido en mayo de 2011. El bono paga un cupón semestral de 6.5%.

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

ECAs

El 23 de septiembre de 2011, Petróleos Mexicanos desembolsó U.S.\$0.8 miles de millones de una línea de crédito garantizada por la Agencia de Crédito a la Exportación de Noruega GIEK.

Manejo de liquidez

Al 30 de septiembre de 2011, Petróleos Mexicanos cuenta con líneas de crédito para manejo de liquidez por U.S.\$3.25 mil millones, disponibles en su totalidad.

Pacto de accionistas PEMEX-Sacyr

PEMEX ha sido socio de Repsol desde 1979 cuando, por invitación del gobierno español, adquirió una participación accionaria en Petróleos del Norte (Petronor) con el objetivo de establecer una relación de cooperación estratégica entre ambas empresas. Asimismo, PEMEX ha participado en el Consejo de Administración de Repsol procurando la generación de valor para sus accionistas y, por consiguiente, de sus activos.

El 29 de agosto de 2011 PEMEX y Sacyr Vallehermoso, el mayor accionista de Repsol, firmaron un acuerdo para votar de forma conjunta en las decisiones relevantes que se tomen en Repsol. Entre los puntos de acuerdo de PEMEX y Sacyr Vallehermoso, se encuentran:

- Mantener a Repsol como compañía española e independiente.
- Profundizar en las mejores prácticas internacionales de gobierno corporativo y responsabilidad social corporativa.
- Eficiencia en la gestión de Repsol y de sus sociedades participadas.
- Impulsar la coordinación y obtención de sinergias.
- Representación en los órganos de administración y gestión de Repsol acorde con el peso accionario.

Bajo dicho acuerdo, durante el tercer trimestre de 2011 PMI Holdings B.V. subsidiaria de Petróleos Mexicanos, adquirió en el mercado un total de 57,204,240 acciones, que representaron el 4.686% del capital de Repsol YPF, S.A. El monto aproximado de dicha operación ascendió a €1,200 millones, financiados 70% con deuda y 30% recursos propios, sin afectar el presupuesto de inversión de Petróleos Mexicanos. A través de esta adquisición, PEMEX incrementó sus derechos económicos y de voto de 4.806% a 9.492% en el capital de Repsol YPF, S.A.

PEMEX
Estados consolidados de flujo de efectivo

	Al 30 de septiembre de		Variación	2011	
	2010	2011		(U.S. \$MM)	
	(Ps. MM)				
Utilidad antes de impuestos a la utilidad	463,074	564,878	22.0%	101,804	42,087
Partidas relacionadas con actividades de inversión:	79,830	80,825	1.2%	996	6,022
Depreciación y amortización	70,422	70,934	0.7%	512	5,285
Deterioro de propiedades, maquinaria y equipo	2,330	3,919	68.2%	1,590	292
Efectos de compañías asociadas subsidiarias no consolidadas	(369)	(1,045)	-183.2%	(676)	(78)
Pozos no exitosos	5,666	4,167	-26.5%	(1,500)	310
Bajas de propiedades maquinaria y equipo	1,781	2,850	60.1%	1,070	212
Partidas relacionadas con actividades de financiamiento:	10,620	72,797	585.5%	62,177	5,424
(Utilidad) pérdida en cambios no realizada	(23,624)	48,892	307.0%	72,516	3,643
Intereses a cargo (favor)	34,243	23,904	-30.2%	(10,339)	1,781
	553,524	718,500	29.8%	164,977	53,533
Flujos netos de efectivo de actividades de operación:	(453,677)	(584,006)	-28.7%	(130,328)	(43,512)
Instrumentos financieros	2,001	4,980	148.9%	2,980	371
Cuentas por cobrar a clientes	(24,489)	(33,870)	-38.3%	(9,381)	(2,524)
Inventarios	1,180	(5,836)	-594.5%	(7,016)	(435)
Otros activos	(7,958)	(1,916)	75.9%	6,042	(143)
Cuentas y gastos acumulados por pagar	3,663	5,369	46.6%	1,707	400
Impuestos pagados	(493,266)	(626,771)	-27.1%	(133,506)	(46,698)
Proveedores	(6,151)	14,388	333.9%	20,538	1,072
Reserva para créditos diversos y otros	8,023	3,367	-58.0%	(4,656)	251
Aportaciones y pagos por beneficios a empleados	63,523	56,744	-10.7%	(6,780)	4,228
Impuestos diferidos	(205)	(461)	-125.0%	(256)	(34)
Flujos netos de efectivo de actividades de operación	99,846	134,494	34.7%	34,648	10,021
Actividades de inversión:					
Inversión de acciones con carácter permanente	-	(20,784)	-	(20,784)	(1,549)
Adquisiciones de propiedades, mobiliario y equipo	(125,067)	(104,495)	16.4%	20,572	(7,786)
Flujos netos de efectivo de actividades de inversión	(125,067)	(125,279)	-0.2%	(212)	(9,334)
Insuficiencia de efectivo para aplicar en actividades de financiamiento	(25,221)	9,215	136.5%	34,436	687
Actividades de financiamiento:					
Préstamos obtenidos a través de instituciones financieras	172,341	105,063	-39.0%	(67,278)	7,828
Intereses pagados	(34,770)	(23,834)	31.5%	10,937	(1,776)
Pagos de principal a préstamos	(136,771)	(99,962)	26.9%	36,809	(7,448)
Incremento al patrimonio	0.1	-	-100.0%	(0.1)	-
Flujos netos de efectivo de actividades de financiamiento	800	(18,733)	-2441.5%	(19,533)	(1,396)
Incremento (decremento) neto efectivo y equivalentes	(24,421)	(9,518)	61.0%	14,903	(709)
Efectivo y equivalentes al inicio del ejercicio	159,760	133,587	-16.4%	(26,173)	9,953
Efecto por cambios en el valor del efectivo	(1,623)	4,228	360.5%	5,851	315
Efectivo y equivalentes al final del ejercicio	133,716	128,297	-4.1%	(5,419)	9,559

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

PEMEX		
Impacto económico de los factores estructurales y externos		
	Del 1 de jul. al 30 de sep. de	
	(Ps. MMM)	(U.S.\$MMM)
Subsidio gas LP	9.9	0.7
Ingresos no reconocidos política precios gasolinas y diesel	7.7	0.6
Límite de deducibilidad	16.8	1.3
Pasivo laboral	24.8	1.8
Impuestos incrementales por ajustes	(3.6)	(0.3)
Efecto total	55.6	4.1

Otros eventos relevantes

Convenios

El 16 de agosto de 2011 el Instituto Mexicano del Petróleo (IMP), PEMEX y la Entidad Mexicana de Acreditación, A.C. (EMA), firmaron un convenio general de colaboración para la identificación de organismos o entidades que puedan certificar, verificar, inspeccionar o probar bienes y servicios que requiera la industria petrolera nacional. Este acuerdo apoyará en el fortalecimiento de la cadena de suministros.

El 24 de agosto de 2011 Pemex-Gas y Petroquímica Básica y el Gobierno del Estado de Sonora firmaron un convenio para transportar gas natural comprimido por auto-tanques, con el propósito de abastecer a industrias y comercios localizados en zonas alejadas a la red de ductos. Con lo anterior se espera reducir costos y emisiones de contaminantes ya que actualmente, en dichas zonas, el sector industrial utiliza combustibles más costosos y contaminantes.

Abatimiento al mercado ilícito de combustibles

PEMEX ha instrumentado proyectos de monitoreo, supervisión y medición de volúmenes. Asimismo, con el apoyo de la Secretaría de la Defensa Nacional, la Procuraduría General de la República, la Secretaría de Marina-Armada de México y la Policía Federal se ha fortalecido la vigilancia de la red nacional de ductos. Algunas medidas relevantes en este sentido son:

- El 17 de agosto de 2011 Pemex-Refinación puso en operación un sistema de monitoreo para vigilar en tiempo real a más de tres mil auto-tanques pertenecientes a las empresas transportistas agremiadas a la Cámara Nacional del Autotransporte de Carga (Canacar). Lo anterior hará más confiable y segura la comercialización de combustibles, así como la pronta detección de irregularidades.
- El 20 de septiembre de 2011 la Cámara de Diputados tipificó como delito grave, en el rango de delincuencia organizada, el robo de hidrocarburos y sus derivados de los ductos de PEMEX con penas de 8 a 12 años de cárcel a quien lo cometa. Las sanciones se aumentarán hasta en una mitad cuando el responsable sea o haya sido trabajador o servidor público de la industria petrolera.

En el tercer trimestre de 2011, el número de tomas clandestinas detectadas y clausuradas fue de 373, un incremento de 130% respecto al mismo período de 2010. En todos los casos se presentó una denuncia legal ante el Ministerio Público Federal, con objeto de proceder con las averiguaciones correspondientes.

La sustracción de productos en los poliductos (gasolina, diesel, turbosina y combustóleo) para este trimestre, se estimó en 1.1 Mmb, 204% más que en el mismo periodo del año anterior. Asimismo, en los oleoductos el faltante se estimó en 704 Mb, 26% menos que el mismo período del año anterior.

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

Cristina Arista
delia.cristina.arista@pemex.com
Ana Lourdes Benavides
ana.lourdes.benavides@pemex.com

Carmina Moreno
carmina.moreno@pemex.com
Cristina Pérez
cristina.perez@pemex.com

Variaciones

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

Redondeo

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

Información financiera

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

- De conformidad con la NIF B-10 "Efectos de la inflación", las cifras de 2009 y 2010 de los estados financieros están expresadas en términos nominales.
- De conformidad con la NIF B-3 "Estado de resultados" y la NIF C-10 "Instrumentos financieros derivados y operaciones de cobertura", el rendimiento y costo financiero del Resultado integral de financiamiento incluyen el efecto de derivados financieros.
- El EBITDA es una medida no contemplada en las NIF emitidas por el CINIF.

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

Conversiones cambiarias

Para fines de referencia, las conversiones cambiarias de pesos a dólares de los E.U.A. se han realizado al tipo de cambio prevaleciente al 30 de septiembre de 2011 de Ps. 13.4217 = 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 2010, 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 julio y 30 de septiembre de 2011 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.