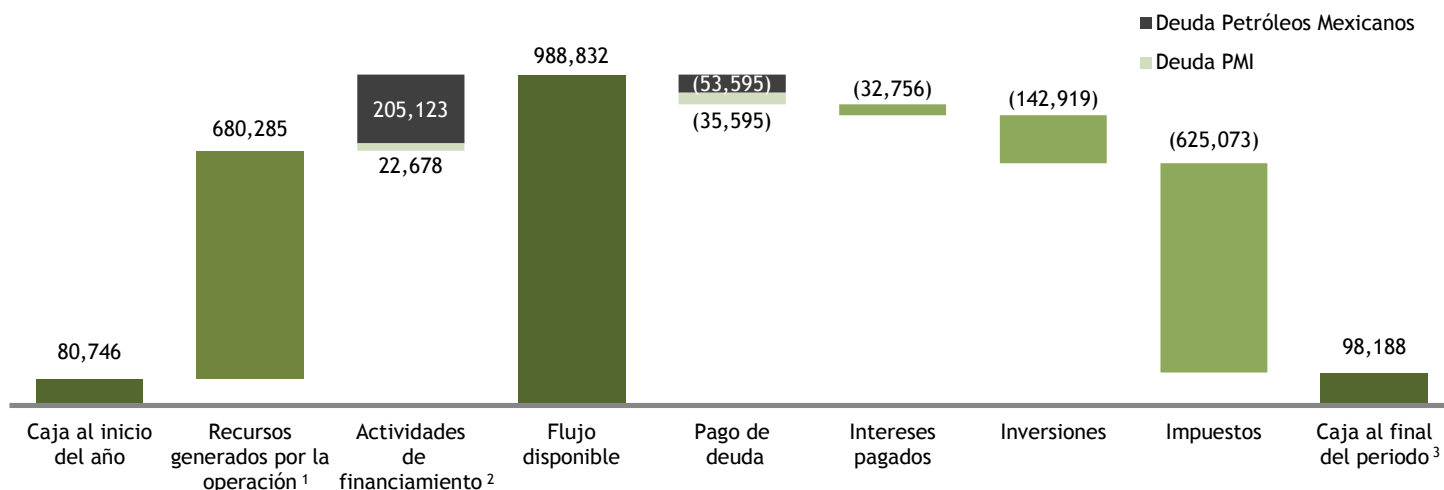


Reporte de resultados de PEMEX¹ al 30 de septiembre de 2014²

Del 1 de julio al 30 de septiembre	2013 (MXN miles de millones)	2014 (MXN miles de millones)	Variación	2014 (USD miles de millones)	Aspectos relevantes
Ventas totales	409.3	406.5	-0.7%	30.2	→ La producción total de hidrocarburos alcanzó 3.5 MMBpced, la producción de petróleo crudo disminuyó 4.3% en tanto que la de gas aumentó 1.2% ³ .
Rendimiento de operación	192.3	170.1	-11.5%	12.6	→ El precio promedio de la mezcla mexicana de exportación disminuyó 8.4%, pasó de USD 100.53 a USD 92.08.
Rendimiento (pérdida) neta	(39.2)	(59.8)	-52.5%	(4.4)	→ El EBITDA se ubicó en MXN 238.1 mil millones (U.S. \$17.7 mil millones).

Acrónimos usados: miles de barriles diarios (Mbd), millones de barriles de petróleo crudo equivalente diarios (MMBpced), millones de pies cúbicos diarios (MMpcd), miles de toneladas (Mt).

Fuentes y usos de recursos al 30 de septiembre de 2014
(MXN millones)



(1) Antes de impuestos y derechos. Se obtiene sumando los impuestos y derechos devengados a los recursos generados por la operación del estado de cambios.

(2) Excluye Contratos de Obra Pública Financiada.

(3) Incluye un efecto de MXN 877 millones por cambios en el valor del efectivo y de MXN (1,583) millones por ajustes en incremento al patrimonio por el Gobierno Federal.

¹ Petróleos Mexicanos, sus Organismos Subsidiarios y sus Compañías Subsidiarias (para fines de este reporte se entenderá en su conjunto como "PEMEX") conforman la empresa mexicana de petróleo y gas. Sus organismos subsidiarios son Pemex-Exploración y Producción (PEP), Pemex-Refinación (PR), Pemex-Gas y Petroquímica Básica (PGPB) y Pemex- Petroquímica (PPQ). La principal compañía subsidiaria es PMI Comercio Internacional, S.A. de C.V.

² PEMEX presenta este reporte para dar a conocer sus resultados financieros y operativos preliminares del tercer trimestre de 2014. 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 al tercer trimestre de 2014, que se llevará a cabo el 24 de octubre de 2014. Los anexos, versiones estenográficas y documentos relevantes pueden descargarse en www.ri.pemex.com.

³Excluye nitrógeno.

Resultados operativos

PEMEX			
Principales estadísticas de producción			
	Del 1 de julio al 30 de septiembre de		
	<u>2013</u>	<u>2014</u>	<u>Variación</u>
Explotación			
Total de hidrocarburos (Mbpced)	3,629	3,538	-2.5% (91)
Hidrocarburos líquidos (Mbd)	2,549	2,441	-4.2% (108)
Crudo (Mbd)	2,506	2,398	-4.3% (108)
Condensados (Mbd)	43.1	43.7	1.4% 0.6
Gas natural (MMpcd) ⁽¹⁾	6,328	6,513	2.9% 185
Transformación industrial			
Gas seco de plantas (MMpcd) ⁽²⁾	3,755	3,638	-3.1% (116)
Líquidos del gas natural (Mbd)	368	363	-1.4% (5)
Petrolíferos (Mbd) ⁽³⁾	1,361	1,329	-2.4% (32)
Petroquímicos (Mt)	1,412	1,193	-15.5% (219)

(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 3T14

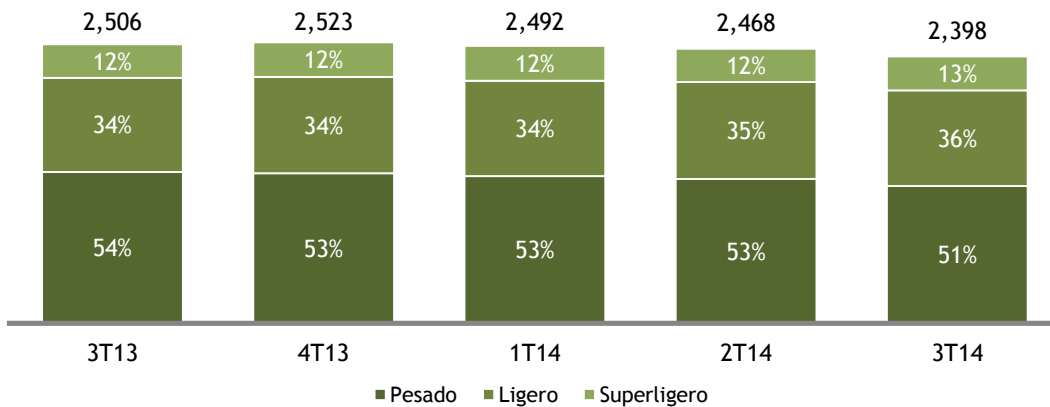
Producción de crudo La producción de petróleo crudo promedió 2,398 Mbd, 4.3% inferior al promedio del tercer trimestre de 2013. La diferencia fue resultado de:

- Una disminución de 9.4% en la producción de crudo pesado, debido a la declinación natural de campos y al incremento del flujo fraccional de agua en los yacimientos altamente fracturados del activo Cantarell.

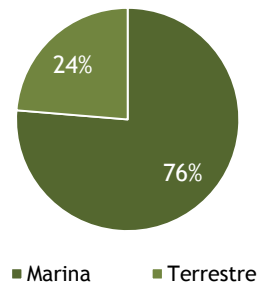
Lo anterior fue parcialmente compensado por

- Un incremento de 1.5%, o 13 Mbd, en la producción de crudo ligero resultado, principalmente, del desarrollo de los campos Tsimín y Onel de la Región Marina Suroeste y Kambesah de la Región Marina Noreste. Dichos campos aportaron en conjunto un promedio de 111 Mbd al cierre del tercer trimestre.
- Un incremento de 2.1%, o 6 Mbd, en la producción de crudo superligero derivado, principalmente, al inicio de producción del campo Xux de la Región Marina Suroeste en junio de 2014. Durante el tercer trimestre de 2014, Xux operó con 4 pozos y aportó una producción de 35.1 Mbd.

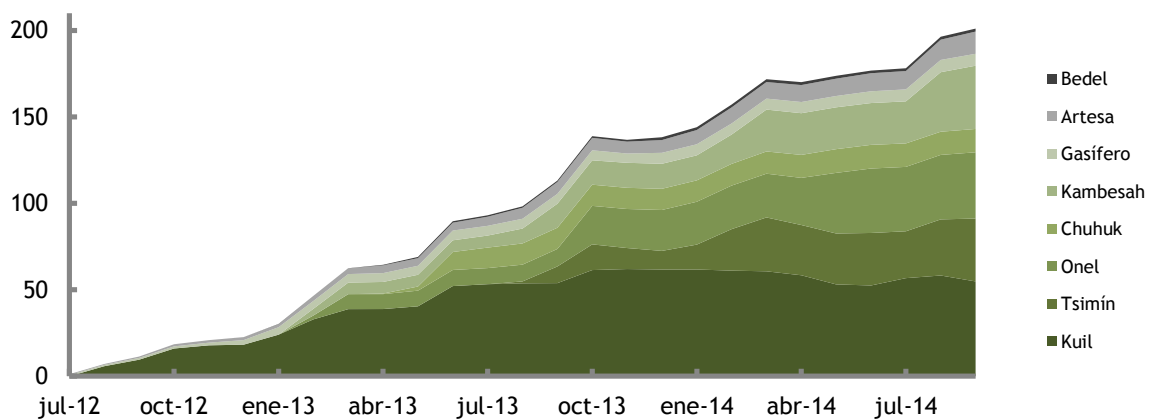
Producción de crudo por tipo (Mbd)



Producción de crudo por región 3T14



Producción de crudo por campo (Mbd)



Producción de gas natural

La producción de gas natural durante el tercer trimestre de 2014 incrementó 1.2%⁴, con respecto al mismo periodo del 2013. Esto se debió a mayor producción de gas no asociado, en 5.1%, principalmente en los activos Burgos de la Región Norte y Cinco Presidentes de la Región Sur.

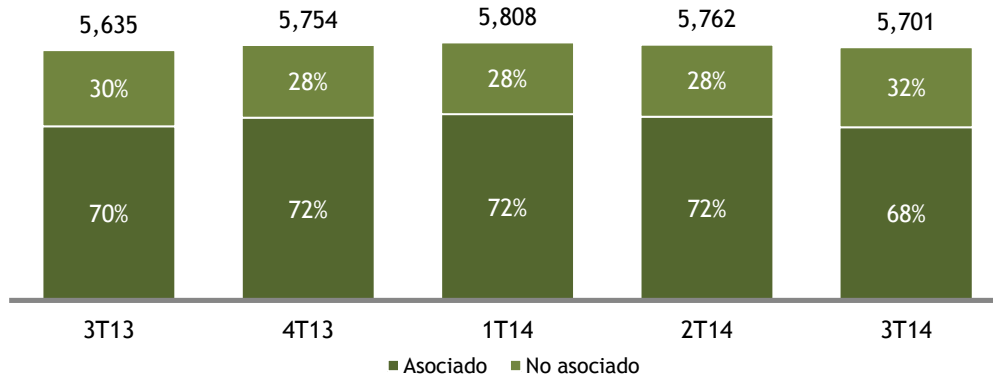
Por otra parte, la producción de gas asociado disminuyó 0.5% debido a:

- El avance del flujo fraccional de agua en los yacimientos altamente fracturados del activo Bellota-Jujo de la Región Sur.
- La declinación natural de campos del activo Abkatún-Pol Chuc de la Región Marina Suroeste.

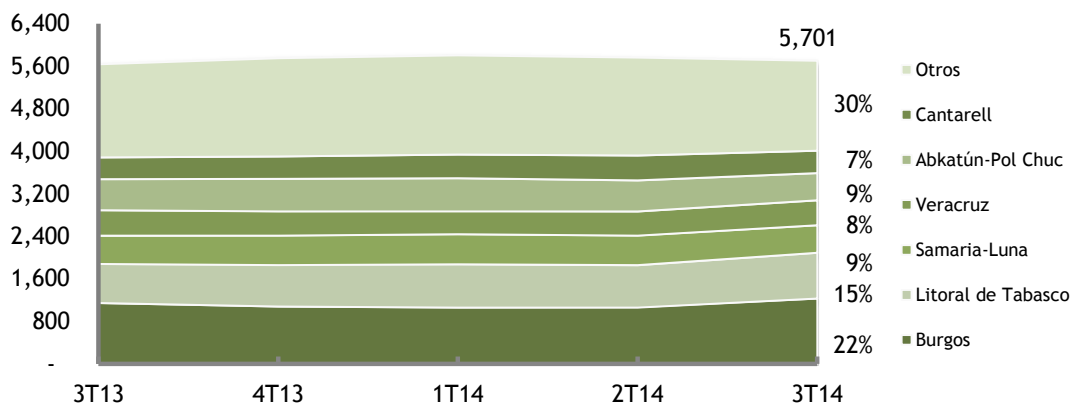
Lo anterior fue parcialmente compensado por un incremento en la producción de gas asociado de 129 MMpcd en el Activo Cantarell de la Región Marina Noreste.

⁴No incluye nitrógeno.

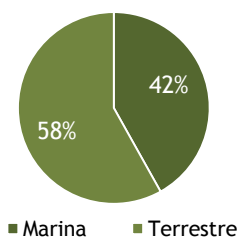
Producción de gas natural (MMpcd)



Producción de gas natural por Activo (MMpcd)



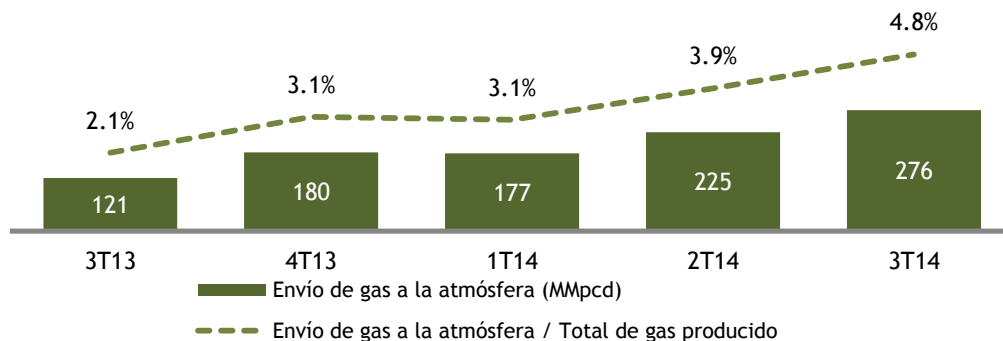
Producción de gas natural por tipo de campo 3T14



Envío de gas a la atmósfera

El envío de gas a la atmósfera aumentó 155 MMpcd debido, principalmente, a retrasos en la ejecución de mantenimientos programados de equipos de compresión en las regiones marinas, por la presencia de fenómenos meteorológicos.

Envío de gas a la atmósfera

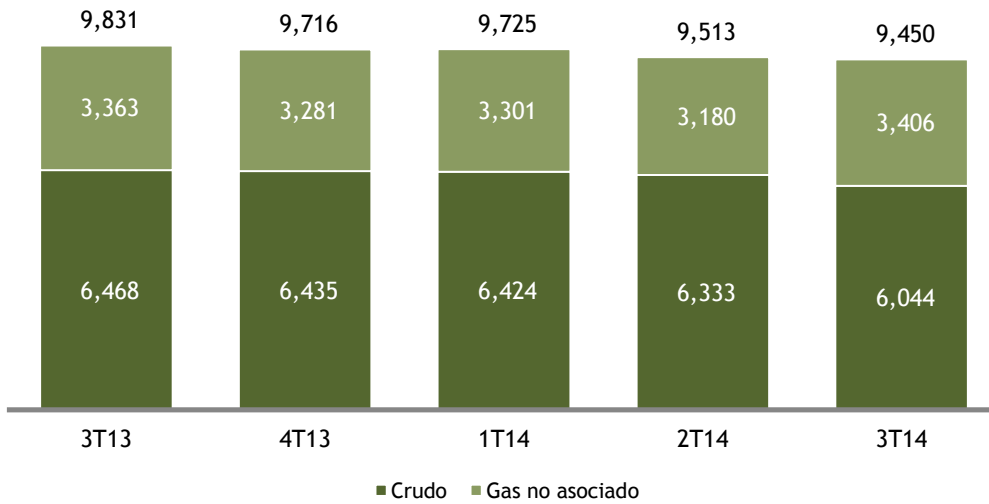


Pozos en operación y terminación de pozos

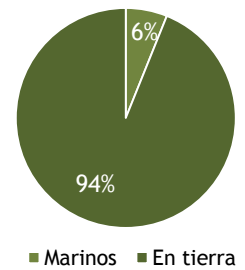
Durante el tercer trimestre de 2014 el promedio de pozos en operación fue de 9,450, 3.9% inferior al del mismo periodo de 2013.

El número total de pozos terminados disminuyó 11.5%, de 183 a 162 pozos, debido a una menor terminación de pozos de desarrollo y de exploración, como resultado de menor actividad programada en los activos Aceite Terciario del Golfo y Poza Rica-Altamira de la Región Norte, así como en los activos Cinco Presidentes, Bellota-Jujo y Samaria-Luna de la Región Sur.

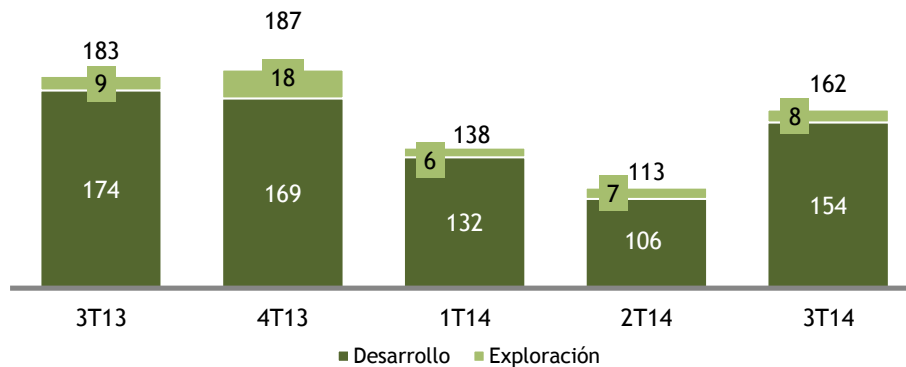
Pozos promedio en operación



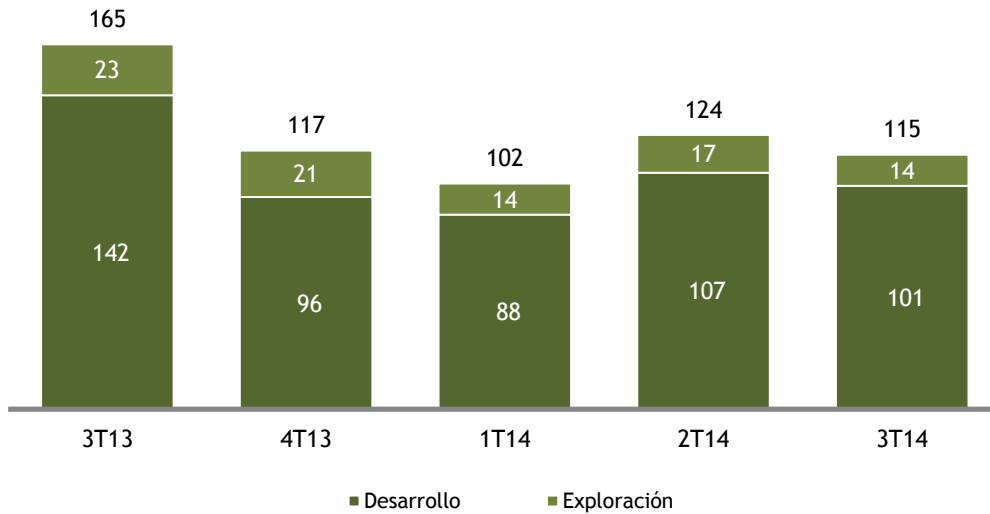
Pozos promedio en operación por tipo de campo 3T14



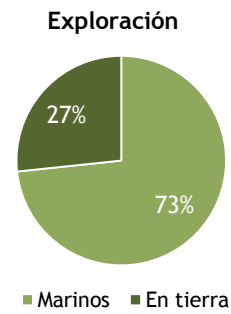
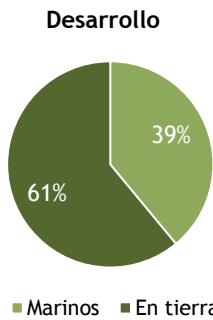
Pozos terminados



Equipos de perforación



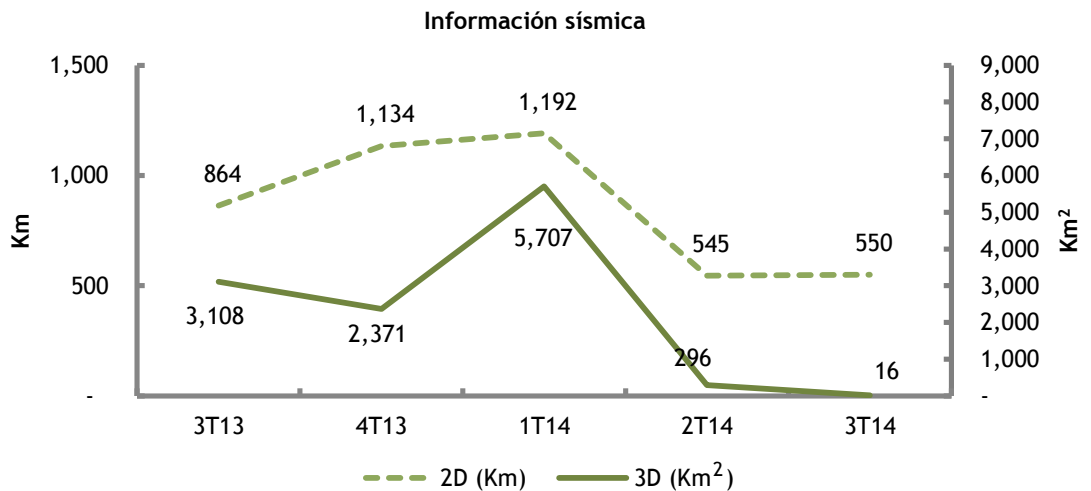
Equipos de perforación promedio por tipo 3T14



Información sísmica

Durante el tercer trimestre de 2014, la obtención de información sísmica 2D fue de 550 km, la cual se enfocó en el estudio Sur de Burgos.

La obtención de información sísmica 3D fue de 16 km², la cual se enfocó en el estudio Loma Bonita Ixcatlán.



Descubrimientos

Durante el tercer trimestre de 2014, el pozo descubridor Tlacame-1 amplió el potencial productivo de crudo extra-pesado en las cuencas del sureste.

Por otro lado, los pozos descubridores Santa-Anita 501 y 601 contribuyeron a profundizar el entendimiento de las formaciones productoras en lutitas en el noreste mexicano.

PEMEX Principales descubrimientos al 30 de septiembre de 2014						
<u>Activo</u>	<u>Pozo</u>	<u>Era geológica</u>	<u>Producción inicial</u>		<u>Tirante de agua</u>	<u>Tipo de hidrocarburo</u>
			Crudo y condensados (bd)	Gas (MMpcd)	Metros	
Burgos	Santa Anita-501	Eoceno Medio Queen City	32	5.4		Gas húmedo
	Santa Anita-601	Eoceno Medio Queen City	48	5.3		Gas y condensado
Litoral de Tabasco	Tlacame-1	Mioceno Superior	4,004	2.0	23.0	Aceite negro
Total			4,084	12.7		

Proyectos de Exploración y Producción

Ronda Cero

El 13 de agosto de 2014 la Secretaría de Energía (SENER) publicó los resultados de la Ronda Cero. Las reservas asignadas a PEMEX le permiten contar con suficientes prospectos exploratorios para incrementar su producción orgánicamente en el mediano/largo plazo.

- La SENER asignó a PEMEX el 83% del total de las reservas probadas y probables de hidrocarburos (2P) y el 21% de los recursos prospectivos del país.
- PEMEX obtuvo el 100% de las reservas 2P solicitadas, así como el 68% de los recursos prospectivos solicitados.
- La mayoría de los recursos asignados a PEMEX se encuentran en cuencas convencionales, aunque también se le otorgaron recursos en aguas profundas y en formaciones no convencionales.
- PEMEX continuará siendo uno de los productores más competitivos y gradualmente evolucionará, en sintonía con la industria, hacia áreas más complejas y que conlleven mayor costo.

Con las asignaciones otorgadas bajo la Ronda Cero, PEMEX obtuvo un monto significativo de reservas de hidrocarburos ubicadas en diversas zonas geológicas. Estas reservas se encuentran principalmente en cuencas del sureste, donde PEMEX ha desarrollado gran experiencia y tecnología. Adicionalmente, a PEMEX se le otorgaron asignaciones en fronteras productivas no convencionales y de mayor complejidad, pero con gran potencial, como lutitas y aguas profundas.

Migración de asignaciones a contratos En el conjunto de asignaciones otorgadas, PEMEX ha identificado áreas que podrían ser migradas a contratos de exploración y extracción, lo que se hará en dos fases:

- Primera fase “COPFs y CIEPs”.- comprende las áreas incluidas en los Contratos de Obra Pública Financiada (COPFs) y los Contratos Integrales de Exploración y Producción (CIEPs). Su migración no requerirá un proceso de licitación pública.
- Segunda fase “*farm-outs* y *joint ventures*”.- comprende campos maduros, campos de crudo extra-pesado y campos en aguas profundas.

Se tiene contemplado que la migración de asignaciones a contratos, tanto en su primera y segunda fase, concluya hacia finales de 2015.

Primera fase de migración de asignaciones a contratos

Contrato	Contraparte	Ubicación
Reynosa-Monterrey	Repsol Exploración México, S.A. de C.V.	Burgos
Cuervito	PTD Servicios Múltiples, S. de R.L. de C.V.	Burgos
Misión	Servicios Múltiples de Burgos, S.A. de C.V.	Burgos
Fronterizo	PTD Servicios Múltiples, S. de R.L. de C.V.	Burgos
Olmos	Lewis Energy México, S. de R.L. de C.V.	Burgos
Pirineo	Monclova Pirineo Gas, S.A. de C.V.	Burgos
Monclova	GPA Energy, S.A. de C.V.	Burgos
Nejo	Iberoamericana de Hidrocarburos, S.A. de C.V.	Burgos
Santuario	Petrofac México, S.A. de C.V.	Región Sur
Carrizo	Dowell Schlumberger de México, S.A.	Región Sur
Magallanes	Petrofac México, S.A. de C.V.	Región Sur
Altamira	Compañía Petrolera de Altamira, S.A.P.I. de C.V., Cheiron Holdings Limited	Región Norte
Pánuco	Petro SPM Integrated Services, S.A. de C.V., Dowell Schlumberger de México, S.A. de C.V., Petrofac México, S.A. de C.V.	Región Norte
San Andrés	Oleorey, S.A. de C.V., Monclova Pirineos Gas, S.A. de C.V., Alfasid del Norte, S.A. de C.V.	Región Norte
Tierra Blanca	Petrolíferos Tierra Blanca, S.A. de C.V., Monclova Pirineos Gas, S.A. de C.V., Alfasid del Norte, S.A. de C.V.	Región Norte
Arenque	Petrofac México, S.A. de C.V.	Región Norte
Ébano	DS Servicios Petroleros y D&S Petroleum (Grupo Diavaz)	Región Norte
Soledad	Operaciones Petroleras Soledad, S. de R.L. de C.V. y Petrolite de México, S.A. de C.V. (parte de Baker Hughes Inc.)	Chicontepec
Amatitlán	Petrolera de Amatitlán, S.A.P.I. de C.V. y Vitol Energy Mexico, S. A. de C.V.	Chicontepec
Humapa	Servicios Petroleros Humapa, S. de R.L. de C.V. y Halliburton de México, S. de R.L. de C.V.	Chicontepec
Pitepec	PERFOLATINA, S.A. de C.V. y Constructora y Perforadora Latina, S.A. de C.V.	Chicontepec
Miquetla	Operadora de Campos DWF, S.A. de C.V. (part of Grupo Diavaz)	Chicontepec
Miahuapan	Petrolera Miahuapan, S.A.P.I. de C.V., Vitol Energy México, S.A. de C.V. y GPA Energy, S.A. de C.V.	Chicontepec

Ronda Uno SENER anunció las áreas que se licitarán en la Ronda Uno. Éstas incluyen una amplia variedad de campos y formaciones geológicas con la intención de atraer el mayor número de participantes al sector de hidrocarburos en México. Se espera que la Ronda Uno esté conformada por 169 bloques, 109 de exploración y 60 de producción.

Crudo producido y distribuido

Ante la identificación de incrementos en los diferenciales del balance de petróleo crudo producido -a boca de pozo- y el distribuido -la suma de lo entregado a proceso interno y lo exportado-, PEMEX, en coordinación con la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), realizó un análisis para (i) identificar los elementos que motivaron estos incrementos y para (ii) mejorar la metodología y los sistemas de medición.

En seguimiento a las conclusiones de este análisis, se han instalados más sistemas de medición, se ha revisado la calibración de los sistemas ya existentes y se han reemplazado los sistemas que ya no operaban adecuadamente.

Construcción de buque flotel

El 1 de agosto de 2014 se colocó la quilla de un buque flotel de PEMEX a construirse en el astillero Hijos de J. Barreras, S.A. en España, del cual PMI Comercio Internacional, S.A. de C.V., compañía subsidiaria de PEMEX, mantiene el control al mantener el 51% del capital. La embarcación está programada para entregarse en julio de 2016.

Liberación de pozos en Tabasco

Durante agosto 2014 se registraron bloqueos en instalaciones de PEMEX ubicadas en el estado de Tabasco. PEMEX entabló negociaciones con las comunidades relacionadas; éstas resultaron favorables, por lo que una vez liberadas las instalaciones se llevaron a cabo actividades de revisión, mantenimiento y reactivación de pozos.

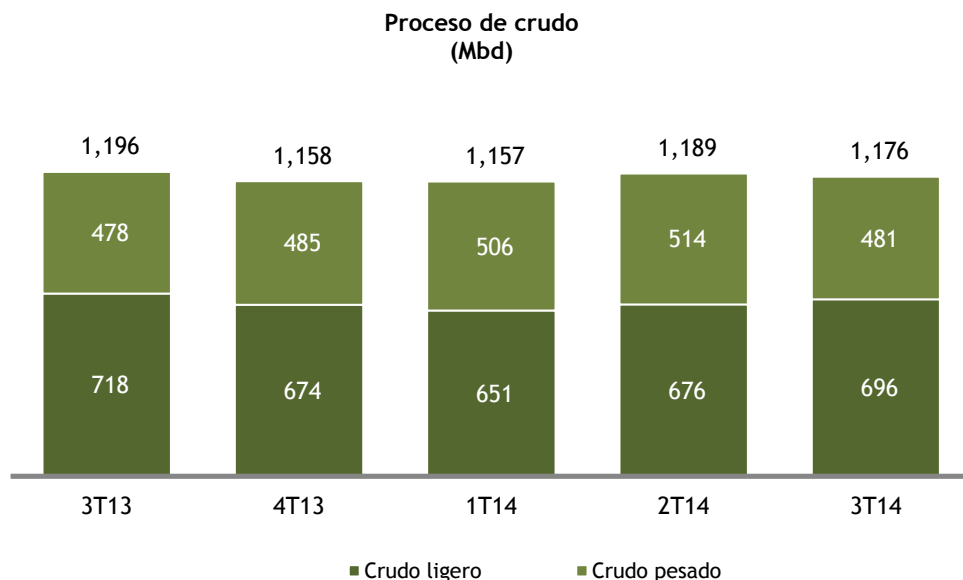
Transformación industrial 3T14

Proceso de crudo

Durante el tercer trimestre de 2014, el proceso total de petróleo crudo disminuyó 1.6% debido, principalmente, al ciclo de mantenimientos programados de plantas y a la ejecución de trabajos de mantenimiento y rehabilitación no previstos.

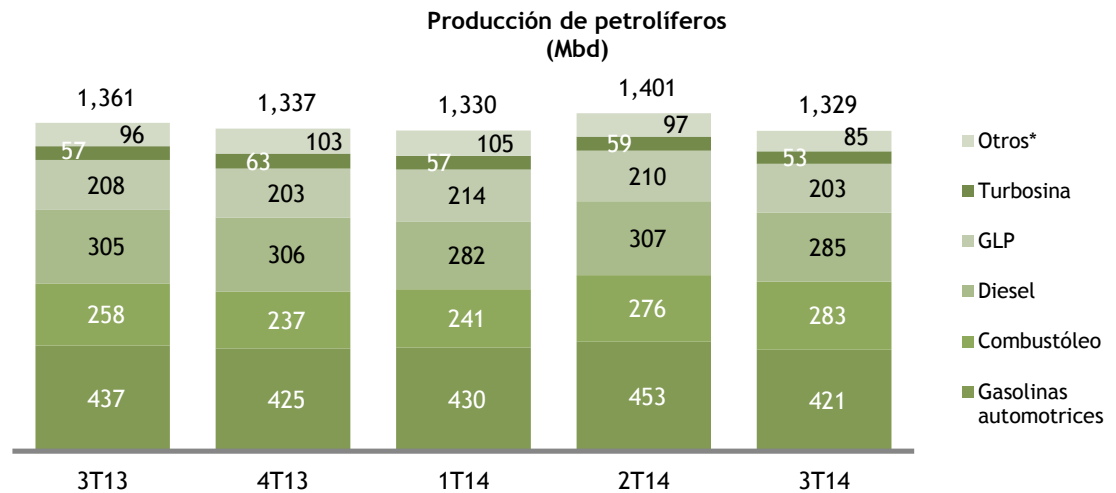
La proporción de crudo pesado en el proceso de crudo del Sistema Nacional de Refinación (SNR) aumentó 1.8 puntos porcentuales, en seguimiento a la estrategia de aprovechar los equipos de alta conversión de residuales e incrementar los rendimientos de gasolinas y diésel.

La capacidad utilizada de destilación primaria disminuyó 0.9 puntos porcentuales debido a mantenimientos y rehabilitaciones.



Producción de petrolíferos

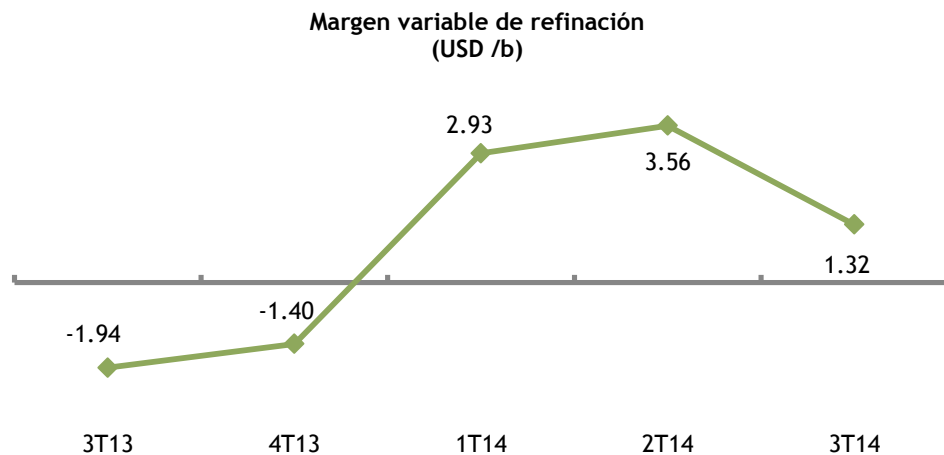
La producción total de petrolíferos disminuyó 2.4%, derivado del menor proceso de crudo.



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

Margen variable de refinación

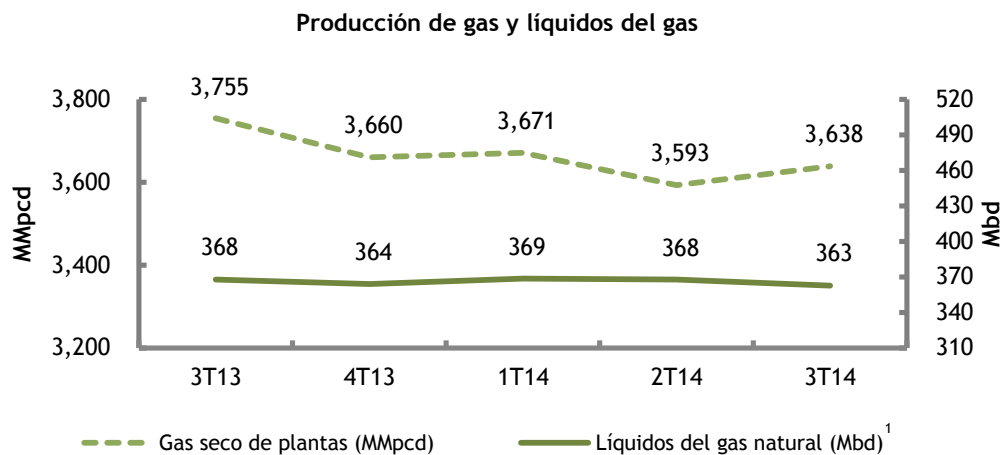
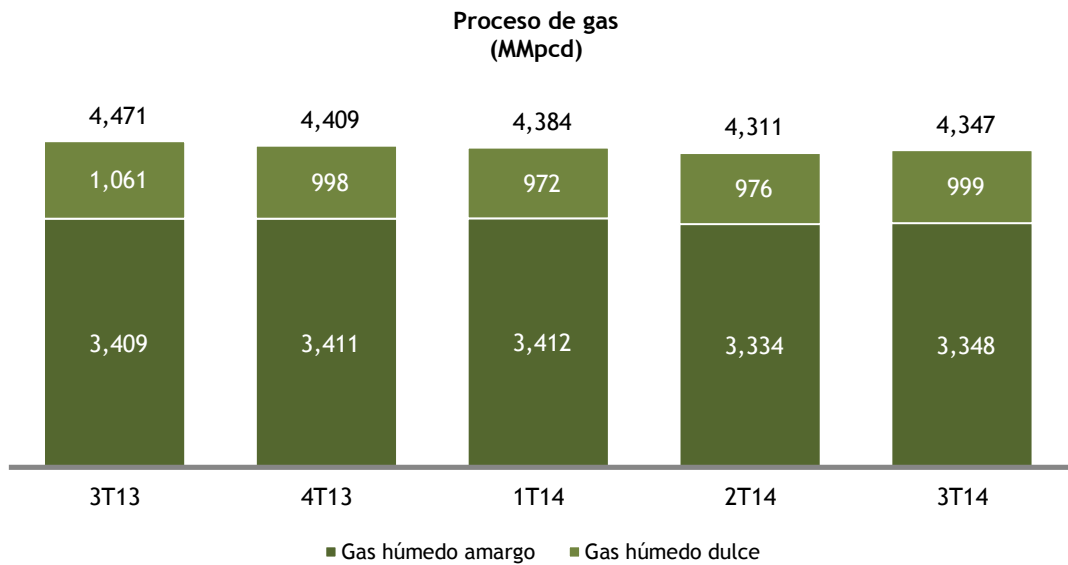
El margen variable de refinación incrementó USD 3.25 por barril, a un margen de USD 1.32 por barril como resultado, principalmente, de una recuperación en los márgenes internacionales de refinación.



Proceso y producción de gas

El proceso de gas natural fue 2.8% inferior al del mismo periodo de 2013, como resultado de menor oferta de gas húmedo tanto de las regiones marinas como de las regiones terrestres. Como resultado, la producción de gas seco fue 3.1% inferior a la del mismo trimestre de 2013. La producción de líquidos del gas también disminuyó en 1.4%.

El proceso de condensados fue 1.3% superior al del mismo trimestre de 2013 debido a mayor entrega de condensados en la Región Norte.



(1) Incluye el proceso de condensados.

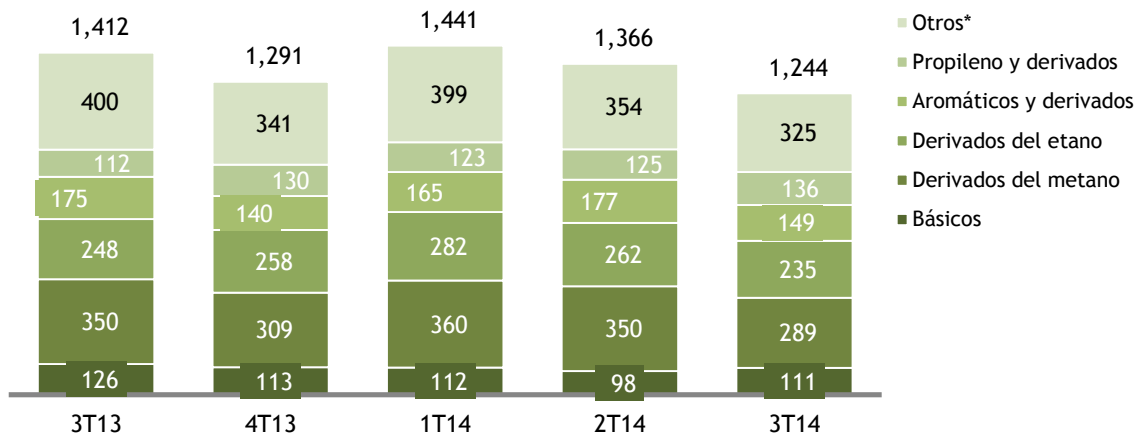
Producción de petroquímicos

La elaboración de petroquímicos disminuyó 11.9%, o 168 Mt, respecto al mismo periodo del año anterior, lo que se debió a:

- Una reducción de 61 Mt en la cadena de derivados del metano, resultado de menor producción de amoniaco, debido a problemas operativos y a reparaciones en plantas.
- Una disminución de 13 Mt en la cadena de derivados del etano, debido a la desincorporación de la producción de cloruro de vinilo y ácido muriático por la formalización de la coinversión con Mexichem.
- Una disminución de 76 Mt en otros petroquímicos debido a menor producción de gasolina base octano (GBO), como consecuencia de su mayor utilización como insumo para el proceso de la planta CCR (de Regeneración Catalítica Continua, o Continuous Catalytic Regeneration).
- Una disminución de 26 Mt en la cadena de aromáticos debido a que durante la fase de estabilización de la planta CCR, en 2013, se realizaron pruebas con distintos tipos de nafta que derivaron en mayores volúmenes de hidrocarburo de alto octano.

Lo anterior fue parcialmente compensado por un aumento en la cadena de propileno y derivados de 24 Mt, debido a la estabilización de la planta productiva de acrilonitrilo.

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 Transformación industrial

Diésel UBA

El 11 de septiembre de 2014 PEMEX suscribió cinco contratos de obra para desarrollar el Proyecto de Calidad de Combustibles fase Diésel UBA (ultra bajo azufre) en la modalidad de Libro Abierto convertible a Precio Alzado.

Refinería	Contraparte	Monto estimado (USD millones)	Fecha estimada de terminación
Madero	ICA Fluor Daniel	737.4	Febrero 2018
Minatitlán	Técnicas Reunidas S.A.	567.8	Noviembre 2017
Salamanca	Samsung Engineering Co. LTD	359.1	Diciembre 2017
Salina Cruz	Foster Wheeler USA Corporation	583.9	Octubre 2017
Tula	ACS/Dragados/ Cobra	560.0	Diciembre 2017

Resultado de estos contratos se espera que: (i) a finales de 2015 el 60% del diésel consumido en México sea UBA; y (ii) a finales de 2017 se cumpla cabalmente con la Norma 086 "Calidad de Combustibles".

Fertilizantes

El 30 de mayo de 2014, la empresa Pro-Agroindustria, filial de PMI Comercio Internacional, S.A. de C.V., adquirió de manera definitiva los activos de la empresa Agro Nitrogenados. El 29 de agosto de 2014, Pro-Agroindustria formalizó un contrato de ingeniería, procura y construcción, bajo la modalidad de Libro Abierto, con la empresa Cobra Instalaciones México. El objetivo de este contrato es la rehabilitación y puesta en marcha de los activos adquiridos. En la fase I, que durará aproximadamente 15 meses, se pondrá en operación el primer tren de urea, y permitirá producir alrededor de 1.4 toneladas diarias. En la fase II, que durará aproximadamente 5 meses una vez terminada la fase I, se pondrá en operación el segundo tren de urea. Ambos trenes estarán produciendo más de 990 toneladas anuales de urea.

El monto estimado de la inversión es de casi USD 450 millones, incluyendo tanto la adquisición de activos como la ingeniería, procura y construcción.

Franquicia PEMEX

El 17 de septiembre de 2014 PEMEX suscribió un convenio de colaboración con la Organización Nacional de Expendedores de Petróleos (Onexpo) para realizar acciones que permitirán fortalecer la Franquicia Pemex ante el nuevo escenario de competencia. Entre estas acciones destacan capacitación, alianzas comerciales con empresas líderes y planeación del crecimiento de la franquicia.

El número de estaciones de servicio registradas al 30 de septiembre de 2014 fue de 10,716; 300 más de las existentes al 31 de diciembre de 2013.

Incidente en la refinería Madero

El 8 de agosto de 2014 se registró un flamazo en la zona de tambores de la planta coquizadora de la Refinería Francisco I. Madero. PEMEX lamenta profundamente el fallecimiento de cuatro personas y los daños causados a los trabajadores involucrados en este incidente. Cabe señalar que la planta coquizadora se encontraba fuera de operación por trabajos de mantenimiento que se realizaban en el momento del incidente.

Los Ramones fase I

La construcción de la fase I del proyecto de transporte de gas natural Los Ramones, se encuentra en tiempo y forma, por lo que su entrada en operación será en diciembre 2014. La fase I, con capacidad de 2.1 MMMpcd, comprende un ducto de 48 pulgadas de diámetro y longitud aproximada de 116.4 km entre el borde de la frontera con los Estados Unidos, y Los Ramones, Nuevo León. La inversión estimada asciende a USD 0.6 mil millones.

Permisionario	Desarrollador de IPC	Operador
Gasoductos del Noreste	Bonatti	Gasoductos de Chihuahua S. de R.L. de C.V.

Los Ramones fase II

El 11 de septiembre de 2014 PEMEX anunció el inicio de la construcción de la fase II del proyecto de transporte de gas natural Los Ramones, que tendrá una capacidad de 1.4 MMMpcd y correrá del norte al centro del país. Comprende un gasoducto de 42 pulgadas de diámetro y aproximadamente 740 km de longitud que cruzará los estados de Nuevo León, Tamaulipas, San Luis Potosí, Querétaro y Guanajuato. La inversión estimada asciende a USD 2.0 mil millones. El proyecto de Los Ramones fase II fue dividido en dos tramos, Norte y Sur, para su desarrollo y operación:

Los Ramones II Norte

El tramo de Los Ramones II Norte tiene una longitud aproximada de 447 km y va de Los Ramones, Nuevo León, a San Luis Potosí, SLP.

Permisionario	Desarrollador de IPC	Operador
TAG Pipelines Norte	Consortio formado por Arendal, Odebrecht y Techint (AOT)	Gasoductos de Chihuahua, S. de R.L. de C.V.

Nota: TAG Pipelines Norte es una empresa de propósito específico creada por PMI Holdings, B.V., TAG Pipelines, S. de R.L. de C.V. y Gasoductos de Chihuahua, S. de R.L. de C.V.

Los Ramones II Sur

El tramo de Los Ramones II Sur tiene una longitud aproximada de 292 km y va de San Luis Potosí, SLP., a Apaseo El Alto, Guanajuato.

Permisionario	Desarrollador de IPC	Operador
TAG Pipelines Sur	ICA Fluor Daniel	Compañía subsidiaria de GDF Suez

Nota: TAG Pipelines Sur es una empresa de propósito específico creada por PMI Holdings, B.V., TAG Pipelines S. de R.L. de C.V. y México Power and Gas Ventures, B.V.

Renovación de la flota menor

El 31 de julio de 2014 se colocó la quilla del primero de 2 remolcadores a construirse en el astillero Servicios Navales e Industriales S.A. de C.V. en Mazatlán, Sinaloa. El remolcador forma parte de las 22 embarcaciones (16 remolcadores, 3 abastecedores y 3 chalanes) que PEMEX construirá, de manera conjunta con la Secretaría de Marina, para la renovación de la flota menor. La inversión total programada es de MXN 3.4 mil millones.

Asociación con NuStar Energy

El 15 de octubre de 2014, NuStar Energy LP y PMI Comercio Internacional S.A. de C.V. firmaron una carta de intención para constituir una sociedad a través de la cual se desarrollará infraestructura para el transporte por ducto de GLP y otros petrolíferos, desde Mont Belvieu y Corpus Christi, en Texas, hasta Nuevo Laredo y la zona Burgos-Reynosa en México. Se contempla que inicie operaciones en la segunda mitad de 2016; el operador será NuStar Energy LP.

Resultados financieros

PEMEX					
Estado de resultados consolidado					
	Del 1 de julio al 30 de septiembre de				
	<u>2013</u>	<u>2014</u>	<u>Variación</u>		<u>2014</u>
	(MXN millones)			(USD millones)	
Ventas totales	409,306	406,534	-0.7%	(2,772)	30,216
En México	232,857	242,874	4.3%	10,017	18,052
De exportación	173,789	161,381	-7.1%	(12,408)	11,995
Ingresos por servicios	2,660	2,279	-14.3%	(381)	169
Costo de ventas	202,246	204,319	1.0%	2,073	15,186
Rendimiento bruto	207,060	202,215	-2.3%	(4,845)	15,030
Otros ingresos (gastos)	17,880	1,518	-91.5%	(16,362)	113
IEPS devengado	22,520	9,815	-56.4%	(12,706)	729
Otros	(4,641)	(8,297)	-78.8%	(3,656)	(617)
Gastos de distribución, transportación y venta	8,232	7,832	-4.9%	(400)	582
Gastos de administración	24,425	25,814	5.7%	1,389	1,919
Rendimiento de operación	192,282	170,086	-11.5%	(22,196)	12,642
Intereses a cargo	(10,063)	(19,187)	-90.7%	(9,124)	(1,426)
Intereses a favor	8,349	(725)	-108.7%	(9,075)	(54)
Utilidad (pérdida) en cambios	(3,635)	(12,924)	-255.5%	(9,289)	(961)
Efecto de asociadas y compañías subsidiarias no consolidadas	(47)	-	100.0%	47	-
Rendimiento antes de impuestos y derechos	186,886	137,249	-26.6%	(49,637)	10,201
Impuestos y derechos	226,086	197,044	-12.8%	(29,041)	14,646
Derechos sobre extracción de petróleo	224,577	198,443	-11.6%	(26,134)	14,750
Impuesto a los rendimientos petroleros	(122)	(1,760)	-1341.3%	(1,637)	(131)
Impuesto sobre la renta y otros	1,631	361	-77.9%	(1,270)	27
Rendimiento (pérdida) neto	(39,199)	(59,795)	-52.5%	(20,596)	(4,444)
Otros resultados integrales	3,066	2,047	-33.2%	(1,019)	152
Inversiones disponibles para la venta	2,748	(634)	-123.1%	(3,382)	(47)
Efecto por conversión	317	2,681	744.5%	2,364	199
Utilidad (pérdida) integral	(36,134)	(57,748)	-59.8%	(21,614)	(4,292)

Ventas

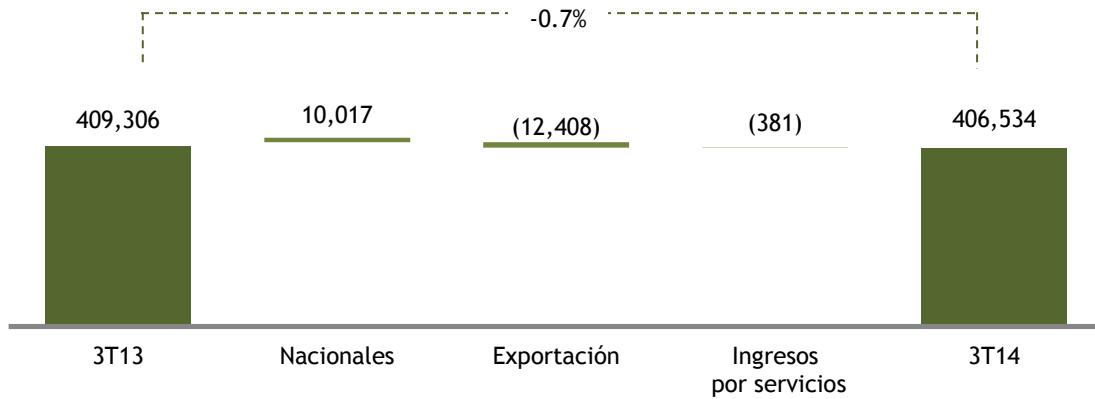
Las ventas totales durante el tercer trimestre de 2014 disminuyeron 0.7%, o MXN 2.8 mil millones, en comparación con las registradas en el mismo trimestre del 2013. Esto se debió principalmente a:

- Una reducción en exportaciones de 7.1%, o MXN 12.4 mil millones, debido a una disminución de 15.0%, o MXN 21.5 mil millones, en las exportaciones de crudo y condensados. El precio del crudo disminuyó 8.4%, al pasar de un promedio de USD 100.53 por barril en el tercer trimestre de 2013 a USD 92.08 por barril en el mismo trimestre de 2014. Asimismo, el volumen exportado disminuyó 7.6%, al pasar de 1,187 Mbd a 1,096 Mbd.
- Una reducción de 32.9%, o MXN 7.4 mil millones, en las ventas de combustóleo en México, como resultado de una reducción de 67 Mbd en volumen vendido.
- Una reducción de 15.9%, o MXN 3.0 mil millones, en las ventas de gas natural en México, como resultado de una disminución del precio de venta de 14.9%, aún y cuando la referencia internacional aumentó 13.7%. Esta diferencia obedece a los ajustes de los precios en México relacionados con las importaciones de gas natural licuado por la costa del Pacífico.

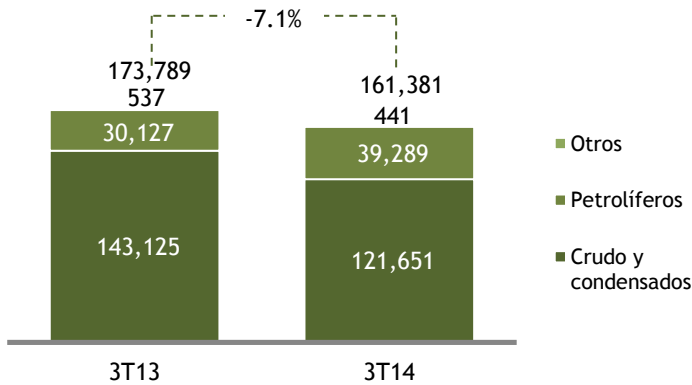
Lo anterior fue parcialmente compensado por mayores exportaciones de petrolíferos, tanto elaborados en la refinería de Deer Park como en las refinerías en México; así como por mayores ventas en México de gasolinas y diésel⁵.

⁵ Las ventas de gasolinas y diésel aumentaron 8.9%, o MXN 13.8 mil millones. Incluyendo la acreditación del IEPS las ventas de gasolinas y diésel en México aumentaron 0.6%, o MXN 1.1 mil millones.

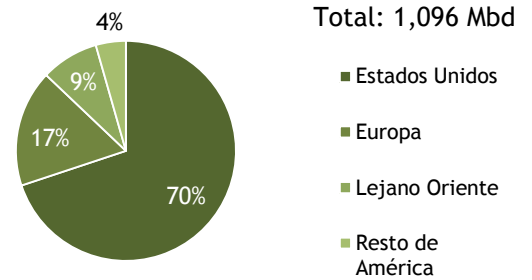
Evolución de las ventas (MXN millones)



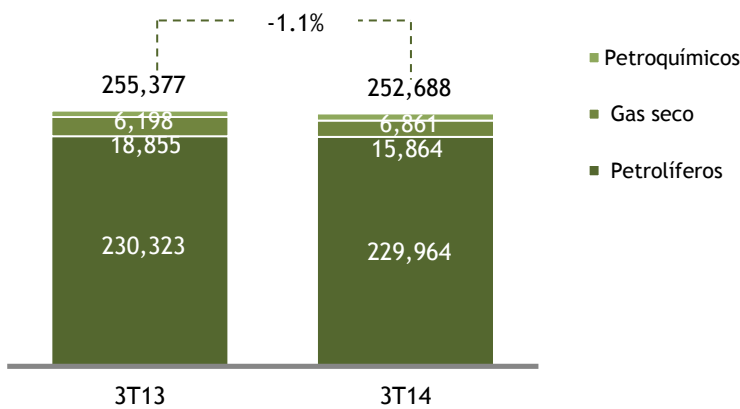
Exportaciones (MXN millones)



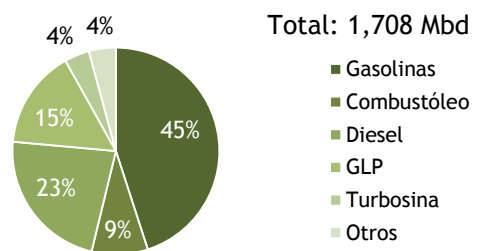
Exportaciones de crudo por destino geográfico 3T14



Ventas en México considerando acreditación del IEPS (MXN millones)



Ventas de petrolíferos en México 3T14



Rendimiento bruto y de operación

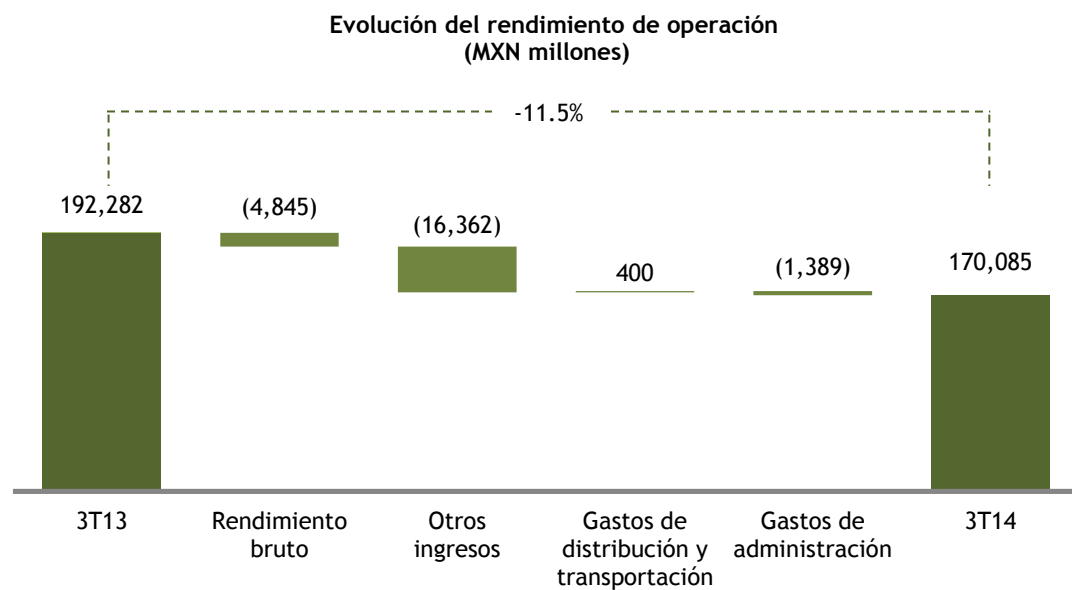
El rendimiento bruto disminuyó 2.3%, o MXN 4.8 mil millones, debido principalmente a que:

- El costo de ventas aumentó 1.0%, o MXN 2.1 mil millones, por mayores gastos de operación debido a un incremento en seguros y fianzas como resultado de una reclasificación de gastos de administración a costo de ventas. Asimismo se observaron mayores compras de productos para reventa debido a mayores volúmenes importados de gasolinas, diésel, GLP y turbosina; así como a mayores precios de GLP.

Adicionalmente el rendimiento de operación disminuyó 11.5%, o MXN 22.2 mil millones, ubicándose en MXN 170.1 mil millones debido a:

- Los gastos de distribución, transportación y venta, así como los gastos de administración aumentaron en conjunto 3.0%, o MXN 1.0 mil millones, básicamente por el crecimiento del costo neto del periodo de beneficios a empleados.
- Otros ingresos disminuyeron 91.5%, o MXN 16.4 mil millones, explicado por una menor acreditación del IEPS, la cual disminuyó MXN 12.7 mil millones⁶; y por el reconocimiento de un deterioro del Activo Burgos por MXN 6.2 mil millones.

Considerando los costos y gastos de operación totales (costo de ventas, gastos de distribución, transportación y venta y gastos de administración) el costo neto del periodo de beneficios a empleados disminuyó 3.7% debido a la actualización de la tasa de descuento que pasó de 6.90% a 8.45% de 2013 a 2014. Por su parte, la depreciación y amortización aumentó 0.1%.



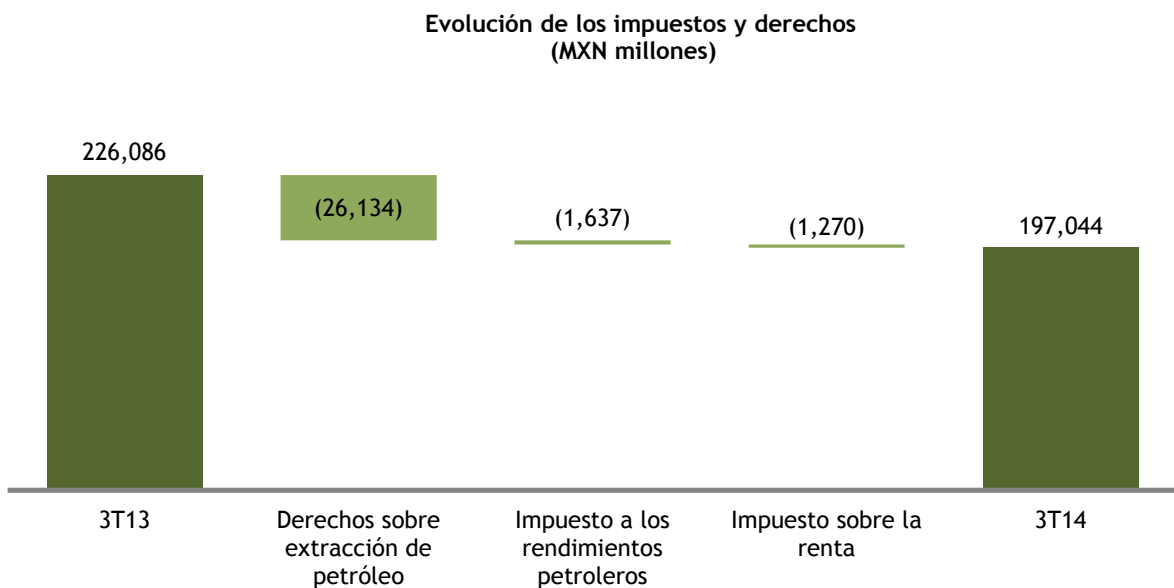
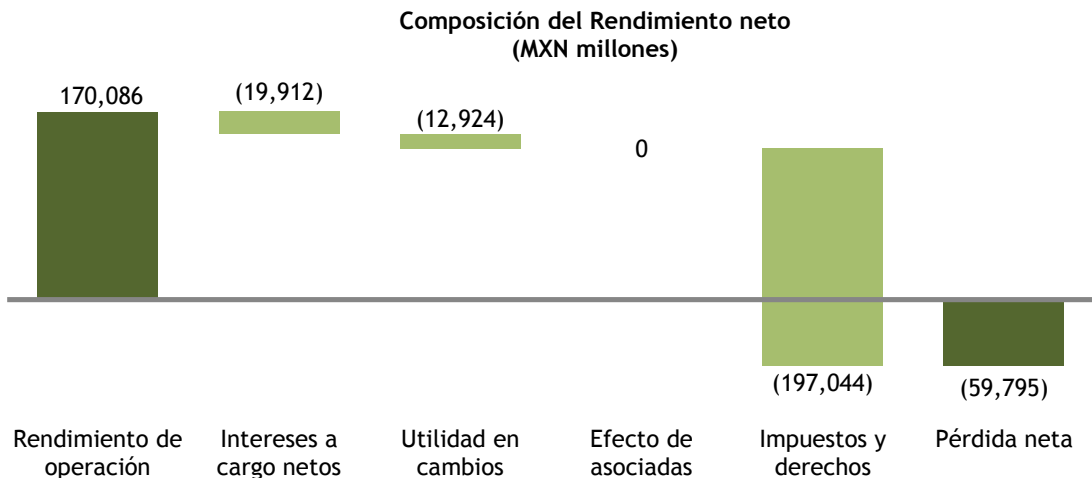
Composición del rendimiento (pérdida) neta

En el tercer trimestre de 2014 la pérdida neta fue de MXN 59.8 mil millones, compuesta por:

- el rendimiento de operación de MXN 170.1 mil millones;
- intereses a cargo netos de MXN 19.9 mil millones;
- una pérdida cambiaria de MXN 12.9 mil millones;
- impuestos y derechos de MXN 197.0 mil millones.

En el tercer trimestre de 2014 los impuestos y derechos representaron el 143.6% del rendimiento antes de impuestos y derechos; y el 115.8% del rendimiento de operación.

⁶ La menor acreditación del IEPS se debe a la convergencia entre los precios de venta al público en México y los precios de referencia de la costa norteamericana del Golfo de México.



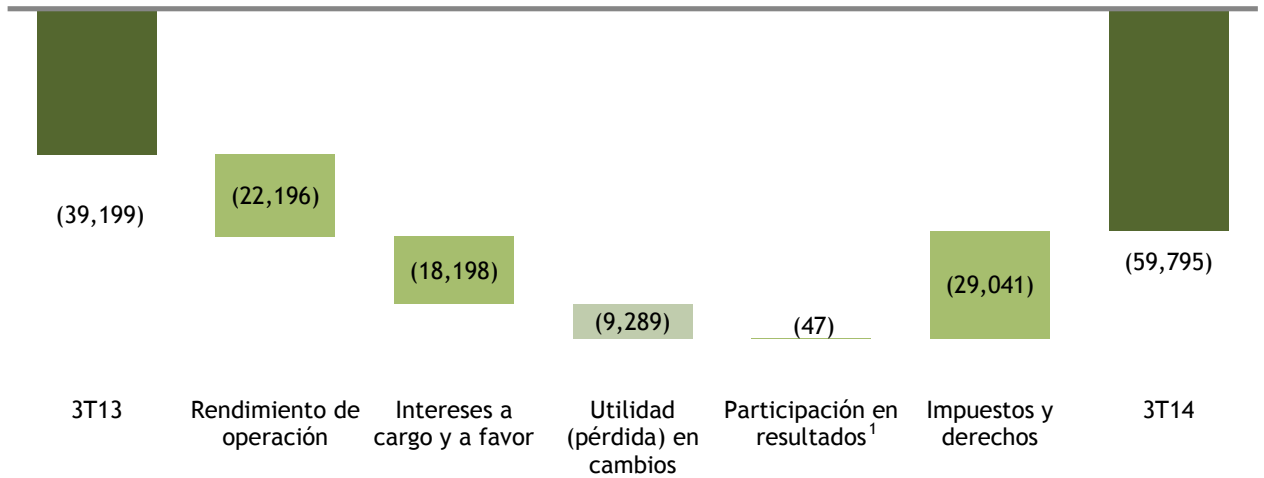
Evolución del rendimiento (pérdida) neta

La variación de la pérdida neta se explica por:

- Una disminución en el rendimiento de operación de 11.5%, o MXN 22.2 mil millones.
- Un incremento en intereses a cargo netos de MXN 18.2 mil millones debido a mayores costos por derivados financieros por MXN 16.2 mil millones, resultado principalmente de la depreciación del euro respecto al dólar estadounidense.
- Una variación cambiaria negativa de MXN 9.3 mil millones, ya que durante el tercer trimestre de 2014 se observó una depreciación del peso mexicano respecto al dólar estadounidense de 3.1%; en tanto que en el tercer trimestre de 2013 el peso mexicano se depreció 0.1% respecto al dólar estadounidense.
- Una disminución de impuestos y derechos de 12.8%, o MXN 29.0 mil millones, debido a menor volumen producido y menor precio de la mezcla mexicana del crudo.

Como resultado, la pérdida neta aumentó MXN 20.6 mil millones durante el tercer trimestre de 2014, en comparación con el mismo periodo de 2013.

Evolución del rendimiento (pérdida) neta
(MXN millones)



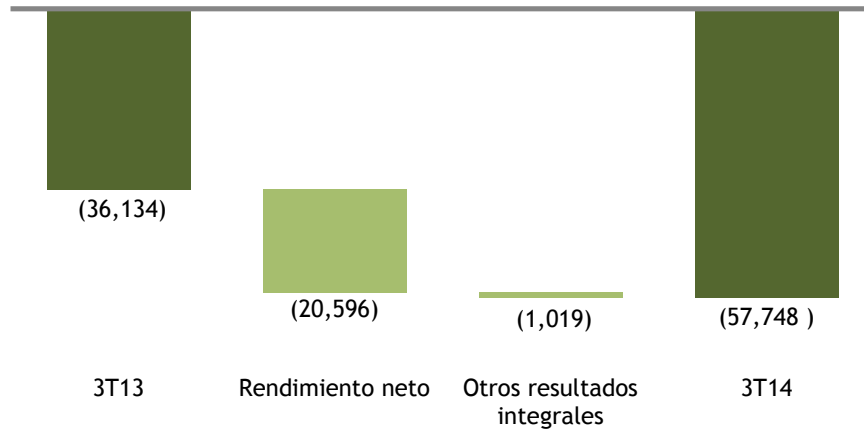
(1) Participación en resultados de asociadas y cías. no consolidadas.

Utilidad (pérdida) integral

Otros resultados integrales disminuyeron MXN 1.0 mil millones debido principalmente a una disminución de MXN 3.4 mil millones en la valuación de inversiones disponibles para la venta derivada de la venta de acciones de Repsol en junio de 2014. Lo anterior fue parcialmente compensado por un aumento de MXN 2.4 mil millones en los efectos de conversión de compañías subsidiarias, ya que su moneda funcional no es el peso mexicano y generalmente es el dólar estadounidense.

Derivado de lo anterior, la pérdida integral en el tercer trimestre 2014 fue de MXN 57.7 mil millones.

Evolución de la Utilidad integral
(MXN millones)

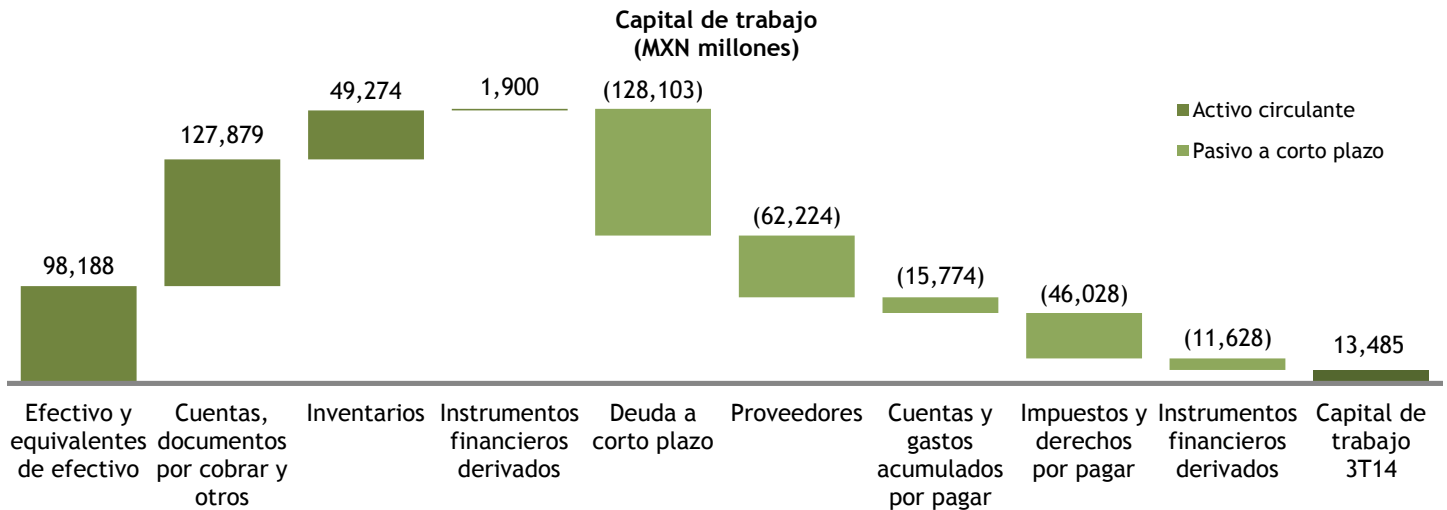


Estado de la situación financiera al 30 de septiembre de 2014

PEMEX					
Balance general consolidado					
	Al 31 de diciembre de	Al 30 de septiembre de	Variación		2014
	2013	2014			2014
	(MXN millones)				(USD millones)
Total activo	2,047,390	2,076,700	1.4%	29,310	154,354
Activo circulante	266,914	277,241	3.9%	10,327	20,606
Efectivo y equivalentes de efectivo	80,746	98,188	21.6%	17,442	7,298
Cuentas, documentos por cobrar y otros	122,512	127,879	4.4%	5,367	9,505
Inventarios	56,914	49,274	-13.4%	(7,641)	3,662
Instrumentos financieros derivados	6,742	1,900	-71.8%	(4,841)	141
Inversiones disponibles para la venta	17,729	6,275	-64.6%	(11,453)	466
Inversiones permanentes en acciones de cías. asociadas	16,780	21,448	27.8%	4,669	1,594
Pozos, ductos, inmuebles planta y equipo	1,721,579	1,746,347	1.4%	24,768	129,800
Impuestos diferidos	2,493	1,511	-39.4%	(982)	112
Efectivo restringido	7,702	6,295	-18.3%	(1,407)	468
Otros activos	14,195	17,582	23.9%	3,388	1,307
Total pasivo	2,232,637	2,408,815	7.9%	176,178	179,039
Pasivo a corto plazo	259,191	263,757	1.8%	4,566	19,604
Deuda de corto plazo	90,677	128,103	41.3%	37,426	9,521
Proveedores	106,745	62,224	-41.7%	(44,521)	4,625
Cuentas y gastos acumulados por pagar	14,195	15,774	11.1%	1,579	1,172
Instrumentos financieros derivados	6,284	11,628	85.0%	5,343	864
Impuestos y derechos por pagar	41,289	46,028	11.5%	4,738	3,421
Pasivo a largo plazo	1,973,446	2,145,059	8.7%	171,612	159,435
Deuda de largo plazo	750,563	867,482	15.6%	116,918	64,477
Beneficios a los empleados	1,119,208	1,173,886	4.9%	54,678	87,251
Provisión para créditos diversos	69,209	72,265	4.4%	3,056	5,371
Otros pasivos	7,406	6,470	-12.6%	(935)	481
Impuestos diferidos	27,060	24,955	-7.8%	(2,104)	1,855
Total patrimonio	(185,247)	(332,115)	79.3%	(146,868)	(24,685)
Controladora	(185,751)	(332,421)	79.0%	(146,670)	(24,708)
Certificados de aportación "A"	114,605	114,605	0.0%	-	8,518
Aportaciones del Gobierno Federal	115,314	113,731	-1.4%	(1,583)	8,453
Reserva legal	1,002	1,002	0.0%	-	74
Resultados acumulados integrales	(129,066)	(126,393)	-2.1%	2,672	(9,394)
Rendimientos acumulados:	(287,606)	(435,365)	51.4%	(147,759)	(32,359)
Déficit de ejercicios anteriores	(117,740)	(287,606)	144.3%	(169,866)	(21,377)
Rdto. (pérdida) neta del ejercicio	(169,866)	(147,759)	-13.0%	22,106	(10,982)
Participación no controladora	504	306	-39.3%	(198)	23
Total pasivo y patrimonio	2,047,390	2,076,700	1.4%	29,310	154,354

Capital de trabajo

Al 30 de septiembre de 2014 el capital de trabajo se ubicó en MXN 13.5 mil millones, principalmente como resultado de un aumento de efectivo y equivalentes de efectivo de MXN 17.4 mil millones.

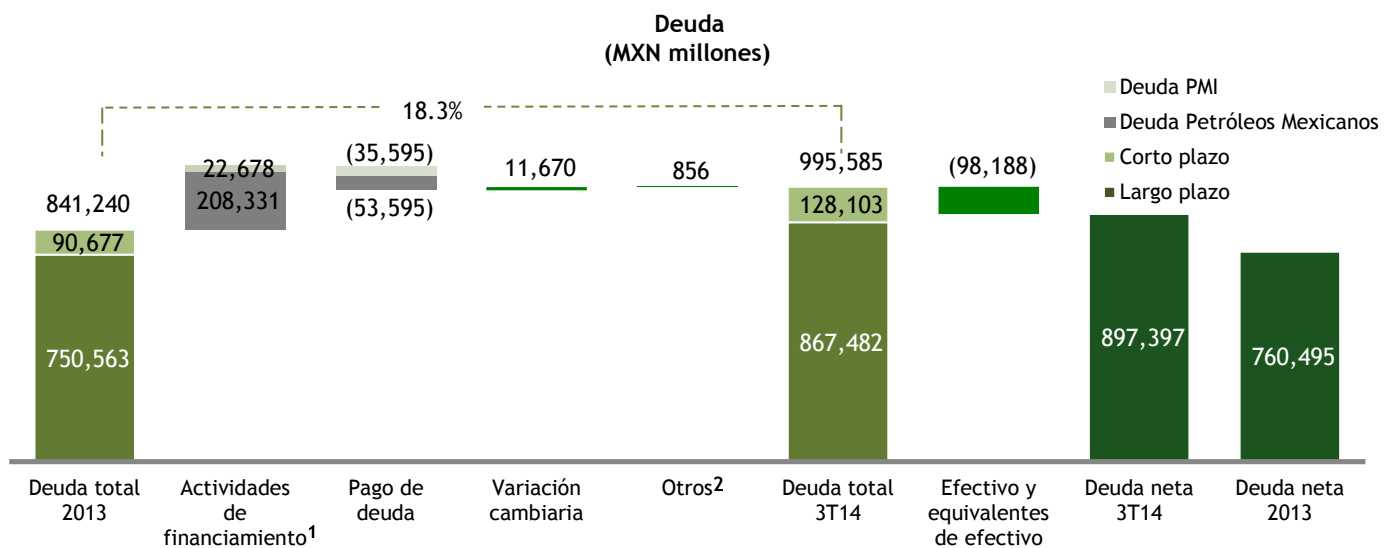


Deuda

La deuda total registró un aumento de 18.3% por mayores actividades de financiamiento, ubicándose en MXN 995.6 mil millones, o USD 74.0 mil millones.

En el transcurso de los primeros nueve meses de 2014 Petróleos Mexicanos y PMI⁷ realizaron actividades de financiamiento por un total de MXN 231.0 mil millones, o USD 17.2 mil millones. El total de amortizaciones registradas en el periodo fue de MXN 89.2 mil millones, o USD 6.6 mil millones.

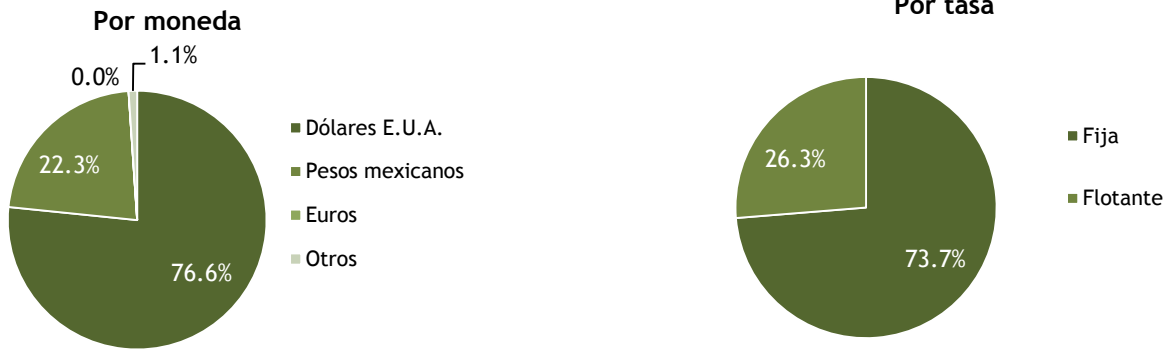
La estrategia de financiamientos de Petróleos Mexicanos se ha enfocado en los mercados de mayor profundidad, incrementando la eficiencia de las curvas de referencia, aprovechando ventanas de oportunidad en mercados selectos y procurando mantener un perfil de vencimientos sin concentraciones.



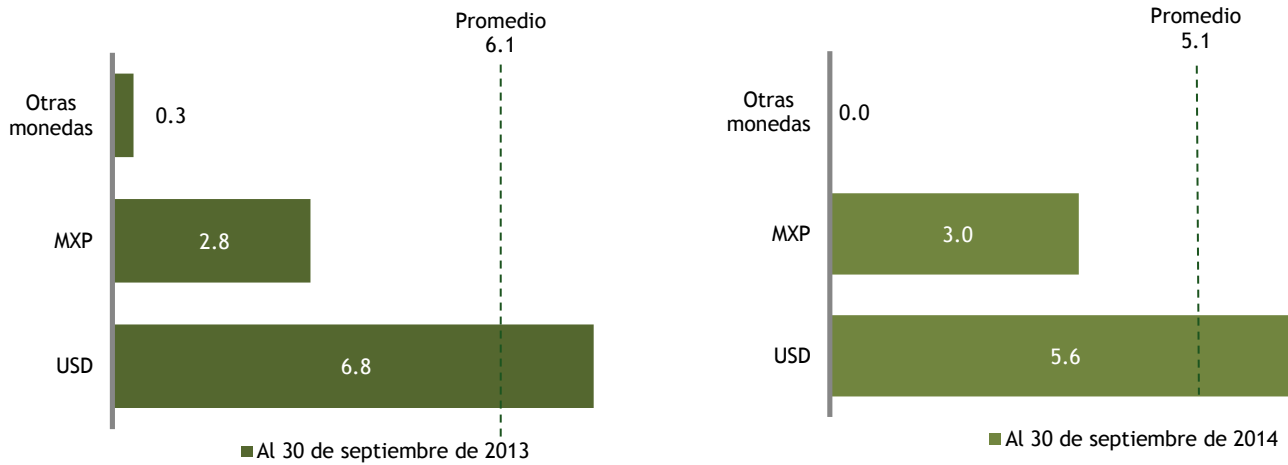
1) Incluye Contratos de Obra Pública Financiada.

⁷ Se refiere a P.M.I. Holdings, B.V., P.M.I. Norteamérica, S.A. de C.V. y Pemex Finance Ltd.

Exposición de la deuda al 30 de septiembre de 2014



Duración promedio de la exposición de la deuda (años)



Actividades de inversión

Ejercicio

De enero a septiembre de 2014 se han ejercido MXN 271.6 mil millones, lo que representa el 76.0% de la inversión programada para 2014, que asciende a MXN 357.5 mil millones. La distribución se realizó como sigue:

- MXN 236.6 mil millones a Exploración y Producción⁸, de los cuales MXN 29.8 mil millones se destinarán a exploración;
- MXN 25.7 mil millones a Refinación;
- MXN 4.5 mil millones a Gas y Petroquímica Básica;
- MXN 2.7 mil millones a Petroquímica; y
- MXN 2.2 mil millones a Corporativo.

⁸ Incluye gastos de mantenimiento.

Captación 3T14

Mercados financieros	<p>El 11 de septiembre de 2014 Petróleos Mexicanos emitió bonos por MXN 30 mil millones, que corresponden a la reapertura de las emisiones PEMEX 13, PEMEX 13-2 y PEMEX 14U:</p> <ul style="list-style-type: none">• MXN 5 mil millones a 4.5 años y cupón de TIIE 28 días + 6 puntos base;• MXN 20 mil millones a 10 años y cupón de 7.19%; y• el equivalente a MXN 5 mil millones en Unidades de Inversión (UDIS) a un plazo de 11 años aproximadamente y cupón de 3.94%. <p>El 14 y 20 de octubre de 2014 Petróleos Mexicanos emitió bonos por USD 1,000 millones con garantía del Export - Import Bank de Estados Unidos y vencimiento en 10 años:</p> <ul style="list-style-type: none">• USD 500 millones amortizable cada 3 meses y cupón de LIBOR 3 meses + 35 puntos base;• USD 500 millones amortizable cada 6 meses y cupón de 2.378%. <p>El 15 de octubre de 2014 Petróleos Mexicanos emitió bonos por USD 2.5 mil millones:</p> <ul style="list-style-type: none">• USD 1,000 millones a 10 años y cupón de 4.25%; y• USD 1,500 millones que corresponden a la reapertura del bono con vencimiento el 27 de junio de 2044 y cupón de 5.5%, el cual fue originalmente emitido en junio de 2012 y reabierto por primera vez en octubre de 2012.
Créditos bancarios	<p>Durante el tercer trimestre de 2014 se contrató una línea de crédito sindicada por MXN 30 mil millones con vencimiento en 2024 a TIIE 91 + 95 puntos base.</p>
COPFs	<p>Durante el tercer trimestre de 2014 se realizaron disposiciones por USD 23.8 millones de los Contratos de Obra Pública Financiada (COPFs) de Pemex-Exploración y Producción (PEP).</p>
Líneas de crédito sindicadas revolventes	<p>Al 30 de septiembre de 2014 Petróleos Mexicanos cuenta con líneas de crédito para manejo de liquidez por USD 2.5 mil millones de dólares y MXN 3.5 mil millones; la línea de crédito en dólares se encuentra en su totalidad.</p>

PEMEX
Estados consolidados de flujo de efectivo

	Al 30 de septiembre de		Variación		
	2013	2014			
	(MXN millones)			2014 (USD millones)	
Actividades de operación					
Utilidad (pérdida) neta	(92,584)	(147,966)	-59.8%	(55,382)	(10,998)
Partidas relacionadas con actividades de inversión	122,686	139,270	13.5%	16,584	10,351
Depreciación y amortización	111,906	111,586	-0.3%	(320)	8,294
Deterioro de propiedades maquinaria y equipo	-	14,887	0.0%	14,887	1,107
Pozos no exitosos	8,437	9,376	11.1%	939	697
Bajas de propiedades maquinaria y equipo	5,429	4,697	-13.5%	(732)	349
Utilidad por venta de activos fijos	(2,354)	-	100.0%	2,354	-
Realización de ganancias y pérdidas netas por instrumentos financieros de patrimonio	(129)	189	246.1%	318	14
Efecto de asociadas y compañías subsidiarias no consolidadas	155	(1,905)	-1332.8%	(2,059)	(142)
Dividendos cobrados	(914)	(504)	44.8%	410	(37)
Actualización valor presente provisión taponamiento	157	945	503.0%	788	70
Partidas relacionadas con actividades de financiamiento	26,266	45,282	72.4%	19,016	3,366
Amortización de primas, descuentos, ganancias y gastos de emisión de deuda	(502)	122	124.3%	623	9
Intereses a cargo (favor)	28,266	33,490	18.5%	5,224	2,489
(Utilidad) pérdida en cambios no realizada	(1,499)	11,670	878.7%	13,169	867
Subtotal	56,368	36,585	-35.1%	(19,782)	2,719
Fondos utilizados en actividades de operación	83,950	18,627	-77.8%	(65,323)	1,384
Instrumentos financieros con fines de negociación	(439)	10,185	2418.6%	10,624	757
Cuentas por cobrar a clientes	10,052	(3,792)	-137.7%	(13,845)	(282)
Inventarios	17,705	7,641	-56.8%	(10,064)	568
Otros activos	(9,771)	(11,951)	-22.3%	(2,180)	(888)
Cuentas y gastos acumulados por pagar	2,120	1,579	-25.5%	(540)	117
Impuestos pagados	8,310	4,738	-43.0%	(3,572)	352
Proveedores	(5,935)	(44,521)	-650.2%	(38,587)	(3,309)
Provisión para créditos diversos	4,018	1,176	-70.7%	(2,842)	87
Beneficios a los empleados	58,984	54,696	-7.3%	(4,288)	4,065
Impuestos diferidos	(1,093)	(1,123)	-2.7%	(29)	(83)
Flujos netos de efectivo de actividades de operación	140,318	55,212	-60.7%	(85,106)	4,104
Actividades de inversión					
Adquisiciones de pozos, ductos, inmuebles planta y equipo	(140,719)	(152,730)	-8.5%	(12,012)	(11,352)
Gastos de exploración	(630)	(812)	-28.9%	(182)	(60)
Inversión en acciones	(208)	(2,448)	-1074.6%	(2,239)	(182)
Dividendos cobrados	-	336	0.0%	336	25
Inversión disponible para la venta	2,870	12,735	343.8%	9,865	947
Flujos netos de efectivo de actividades de inversión	(138,688)	(142,919)	-3.1%	(4,231)	(10,623)
Efectivo excedente (a obtener) para aplicar en actividades de financiamiento	1,630	(87,707)	-5479.5%	(89,337)	(6,519)
Actividad de financiamiento					
Aumento a las aportaciones del Gobierno Federal	1,210	2,000	65.2%	790	149
Disminución a las aportaciones del Gobierno Federal	-	(3,583)	0.0%	(3,583)	(266)
Préstamos obtenidos a través de instituciones financieras	178,796	227,801	27.4%	49,005	16,932
Pagos de principal de préstamos	(159,354)	(89,191)	44.0%	70,164	(6,629)
Intereses pagados	(27,570)	(32,756)	-18.8%	(5,186)	(2,435)
Flujos netos de efectivo de actividades de financiamiento	(6,918)	104,271	1607.3%	111,189	7,750
Incremento (decremento) neto de efectivo y equivalentes de efectivo	(5,287)	16,565	413.3%	21,852	1,231
Efectos por cambios en el valor del efectivo	154	877	468.2%	723	65
Efectivo y equivalentes de efectivo al principio del periodo	119,235	80,746	-32.3%	(38,489)	6,002
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del periodo	114,102	98,188	-13.9%	(15,914)	7,298

Otros eventos relevantes

Leyes secundarias El 11 de agosto de 2014 se promulgaron y publicaron en el Diario Oficial de la Federación las leyes secundarias en materia energética en relación con el Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en Materia de Energía (el “Decreto de la Reforma Energética”) promulgado el 20 de diciembre de 2013.

Exploración y producción

- Los términos técnicos de los contratos de exploración y extracción serán definidos por la SENER, con la asistencia técnica de la CNH. Los términos económicos serán definidos por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP).
- Todos los derechos y contraprestaciones derivados de las actividades de exploración y producción serán administrados por el Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y Desarrollo. El Impuesto sobre la Renta y el Impuesto por la Actividad de Exploración y Extracción de Hidrocarburos se pagarán a la SHCP.
- El contenido nacional de actividades de exploración y extracción a través de asignaciones o contratos, excluyendo aguas profundas, deberá alcanzar un promedio mínimo de 35% hacia el año 2025. El objetivo es lograr esta meta de manera gradual y ordenada, con el fin de no generar distorsiones ni ineficiencias.

Transformación industrial

- Las actividades de transformación industrial y distribución serán administradas mediante permisos otorgados por la SENER y/o la Comisión Reguladora de Energía.

Nuevo Consejo de Administración

El 7 de octubre de 2014 se integró el nuevo Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos bajo la Ley de Petróleos Mexicanos publicada en el Diario Oficial de la Federación el 11 de agosto de 2014, el cual está conformado por:

- (i) el Secretario de Energía, quien lo preside y tiene voto de calidad;
- (ii) el Secretario de Hacienda y Crédito Público;
- (iii) 5 consejeros independientes designados por el Presidente de la República y ratificados por el Senado:
 - Alberto Tiburcio Celorio (periodo de 2 años),
 - Octavio Francisco Pastrana Pastrana (periodo de 3 años),
 - Jorge José Borja Navarrete (periodo de 4 años),
 - Jaime Lomelín Guillén (periodo de 5 años), y
 - Carlos Elizondo Mayer-Serra (periodo de 6 años); y
- (iv) 3 consejeros representantes del Gobierno Federal designados por el Titular del Ejecutivo:
 - Juan José Guerra Abud (Secretario del Medio Ambiente y Recursos Naturales),
 - Ildefonso Guajardo Villareal (Secretario de Economía), y
 - María de Lourdes Melgar Palacios (Subsecretaría de Hidrocarburos de la Secretaría de Energía).

Comités

El 14 de octubre de 2014 el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos aprobó la conformación de los siguientes comités:

Comité de Auditoría	Comité de Recursos Humanos y Remuneraciones	Comité de Estrategia e Inversiones	Comité de Adquisiciones, Arrendamientos, Obras y Servicios
Alberto Tiburcio Celorio - Presidente	Carlos Elizondo Mayer-Serra - Presidente	Jaime Lomelín Guillén - Presidente	Jorge José Borja Navarrete - Presidente
Octavio Francisco Pastrana Pastrana	Octavio Francisco Pastrana Pastrana	Carlos Elizondo Mayer-Serra	Jaime Lomelín Guillén
Jorge José Borja Navarrete	Luis Videgaray Caso	Pedro Joaquín Coldwell	Pedro Joaquín Coldwell
	Ildefonso Guajardo Villarreal	Luis Videgaray Caso	Luis Videgaray Caso
	Juan José Guerra Abud	Ildefonso Guajardo Villarreal	Juan José Guerra Abud

Reestructura

El Director General de PEMEX, Emilio Lozoya Austin, informó que el 18 de noviembre de 2014 se presentará ante el Consejo de Administración su propuesta de esquema para la reorganización corporativa. Una vez recibida, el Consejo de Administración contará con un plazo de hasta tres meses para adecuarla y/o aprobarla, en los términos previstos en la Ley de Petróleos Mexicanos.

Universidad Corporativa PEMEX

El 12 de septiembre de 2014 se colocó la primera piedra de lo que será el Centro de Capacitación de la Universidad Corporativa PEMEX en Querétaro, Qro. La inversión total será de MXN 2.5 mil millones. Con esta obra se refrenda el interés de la empresa en el capital humano, componente esencial para la consolidación de PEMEX en una Empresa Productiva del Estado.

Convenios académicos

El 14 de octubre de 2014 se firmaron convenios entre la Secretaría de Educación Pública, la Coordinación General de Universidades Tecnológicas y Politécnicas, el Tecnológico Nacional de México y PEMEX para el desarrollo de: (i) proyectos de investigación científica y tecnológica; y (ii) programas de especialización y actualización profesional en materia energética.

Memorándum de entendimiento y cooperación

En el siguiente cuadro se describen brevemente los memorándum de entendimiento y cooperación celebrados recientemente por PEMEX:

Contraparte	Fecha de firma	Materia
Petronas	25 y 26 de septiembre de 2014 (Congreso Mundial de Empresas Petroleras Nacionales)	<ul style="list-style-type: none"> Analizar oportunidades de negocio en aguas profundas, campos maduros, crudos pesados y extra pesados, e infraestructura de gas natural. Intercambiar mejores prácticas en desarrollo sustentable y cuidado del medio ambiente.
Petronas-YPF		Intercambiar mejores prácticas en actividades de exploración y producción.
BHP		
ONGC		
ExxonMobil	2 de octubre de 2014	<ul style="list-style-type: none"> Analizar oportunidades de negocio en áreas de exploración, producción y transformación industrial. Intercambiar mejores prácticas en desarrollo de capital humano y seguridad industrial.
Pacific Rubiales Energy	17 de octubre de 2014	<ul style="list-style-type: none"> Analizar alternativas de colaboración en exploración y producción, transporte de hidrocarburos, generación de electricidad y capacitación, entre otros. Intercambiar experiencias en salud en el trabajo y seguridad industrial.

Sistema automatizado SCADA

De 2014 a 2016 PEMEX invertirá USD 282 millones en el sistema automatizado SCADA (Supervisión, Control y Adquisición de Datos), el cual permite la detección en tiempo real de caídas de presión en el flujo de sus ductos, lo cual incide en la atención oportuna de las tomas clandestinas. Esta inversión permitirá el monitoreo automático de más de 35 mil km. de ductos.

Donación combustibles BCS

El 18 de septiembre de 2014 PEMEX realizó un donativo de 2,500,000 litros de combustibles (la mitad de gasolina Magna y la mitad de Diésel) al gobierno de Baja California Sur. El objetivo del donativo es apoyar la operación del parque vehicular y maquinaria que se utilizarán en la reconstrucción y rehabilitación de vialidades, caminos y calles de los municipios afectados por el huracán Odile.

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 al (52 55) 1944-9700, (52 55) 1944-9702, (52 55) 1944-8015 o mandar un correo a ri@pemex.com:

Síguenos en: @PEMEX_RI 

Rolando Galindo Galvez
rolando.galindo@pemex.com

Celina Torres Uribe
celina.torres@pemex.com

David Ocañas Jasso
david.ocanas@pemex.com

Julio Valle Pereña
julio.alberto.valle@pemex.com

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

Mariana López Martínez
mariana.lopezm@pemex.com

Alejandro López Mendoza
alejandro.lopezm@pemex.com

Variaciones

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

Redondeo

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

Información financiera

Excluyendo información presupuestal y volumétrica, la información financiera incluida en este reporte y sus respectivos anexos está basada en los estados financieros consolidados preparados conforme a las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), que PEMEX adopta a partir del 1 de enero de 2012. La información relevante a periodos anteriores ha sido ajustada en ciertas partidas con el fin de hacerla comparable con la información financiera consolidada bajo las NIIF. Para mayor información en cuanto a la adopción de las NIIF, por favor consultar la Nota 23 de los estados financieros consolidados incluidos en el Reporte Anual 2012 registrado ante la Comisión Nacional Bancaria y de Valores (CNBV), o la Forma 20-F 2012 registrada ante la U.S. Securities and Exchange Commission (SEC). El EBITDA es una medida no contemplada en las NIIF. La conciliación del EBITDA se muestra en el Cuadro 33 de los respectivos anexos al reporte. La información presupuestal está elaborada conforme a las Normas Gubernamentales, por lo que no incluye a las compañías subsidiarias de Petróleos Mexicanos.

Conversiones cambiarias

Para fines de referencia, las conversiones cambiarias de pesos a dólares de los E.U.A. se han realizado al tipo de cambio prevaletante al 30 de septiembre de 2014 de MXN 13.4541 = USD 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 y hasta el 31 de diciembre de 2014 el esquema de contribuciones de PEP se establece en la Ley Federal de Derechos; y el del resto de los Organismos Subsidiarios en la Ley de Ingresos de la Federación. El derecho principal en este régimen fiscal de PEP es el Derecho Ordinario sobre Hidrocarburos (DOSH), cuya base gravable es un casi rendimiento de operación. Adicionalmente al pago del DOSH, PEP ha pagado 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 SHCP y lo acredita a Pemex-Refinación (PR), quien es un intermediario entre la SHCP y el consumidor final. La diferencia entre el "precio al público", o "precio final", y el "precio productor" de gasolinas y 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 PR está referenciado al de una refinería eficiente en el Golfo de México. Desde 2006 si el "precio final" es menor al precio productor, la SHCP acredita a PR la diferencia entre ambos. El monto de acreditación del IEPS se presenta en devengado, mientras que la información generalmente presentada por la SHCP es en flujo.

Reservas de hidrocarburos

De conformidad con la Ley de Hidrocarburos, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 11 de agosto de 2014, la CNH establecerá y administrará el Centro Nacional de Información de Hidrocarburos, integrado por un sistema para recabar, acopiar, resguardar, administrar, usar, analizar, mantener actualizada y publicar la información y estadística relativa a, entre otros, las reservas, incluyendo la información de reportes de estimación y estudios de evaluación o cuantificación y certificación.

Al 1 de enero de 2010 la SEC modificó sus lineamientos y ahora permite que se revelen también reservas probables y posibles. Sin embargo, cualquier descripción presentada en este documento de las reservas probables o posibles no necesariamente debe coincidir con los límites de recuperación contenidos en las nuevas definiciones establecidas por la SEC. Asimismo, los inversionistas son invitados a considerar cuidadosamente las revelaciones contenidas en el Reporte Anual registrado ante la CNBV y en la Forma 20-F registrado ante la SEC, ambos disponibles en www.pemex.com.

Proyecciones a futuro

Este documento contiene proyecciones a futuro, las cuales se pueden realizar en forma oral o escrita en los reportes periódicos de Petróleos Mexicanos a la CNBV y a la SEC, en las declaraciones, en memorándums de venta y prospectos, en publicaciones y otros materiales escritos, y en declaraciones verbales a terceros realizadas por los directores o empleados de PEMEX. Podríamos incluir proyecciones a futuro que describan, entre otras:

- Actividades de exploración y producción, incluyendo perforación;
- Actividades relacionadas con importación, exportación, refinación, petroquímicos y transporte de petróleo crudo, gas natural, petrolíferos y otros hidrocarburos;
- Proyecciones y objetivos de inversión y costos; compromisos; ingresos; y
- Liquidez y fuentes de financiamiento.

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

- Cambios en los precios internacionales del crudo y gas natural;
- Efectos por competencia, incluyendo la habilidad de PEMEX para contratar y retener personal talentoso;
- Limitaciones en el acceso a recursos financieros en términos competitivos;
- La habilidad de PEMEX para encontrar, adquirir o ganar acceso a reservas adicionales de hidrocarburos y a desarrollar reservas;
- Incertidumbres inherentes a la elaboración de estimaciones de reservas de crudo y gas, incluyendo aquellas descubiertas recientemente;
- Dificultades técnicas;
- Desarrollos significativos en la economía global;
- Eventos significativos en México de tipo político o económico, incluyendo posibles acontecimientos relacionados a la implementación del Decreto de la Reforma Energética (como se describe en el Reporte Anual y Forma 20-F más reciente);
- Desarrollo de eventos que afecten el sector energético y;
- Cambios en el marco legal y regulatorio, incluyendo regulación fiscal y ambiental.

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 PEMEX no tiene 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, S.A.B. de C.V. (www.bmv.com.mx) y en la versión más reciente de la Forma 20-F de Petróleos Mexicanos registrada ante la SEC (www.sec.gov). Estos factores pueden provocar que los resultados realizados difieran materialmente de cualquier proyección.