



# **PETRÓLEOS MEXICANOS**

**SEGUNDO INFORME TRIMESTRAL 2012**

**ARTÍCULO 71 (PÁRRAFO PRIMERO)**

**LEY DE PETRÓLEOS MEXICANOS**

**Agosto 2012**

<b>PRESENTACIÓN</b>	<b>1</b>
<b>MARCO DE REFERENCIA</b>	<b>2</b>
<b>1. RESULTADOS OPERATIVOS</b>	<b>10</b>
1.1 Exploración	10
1.2 Reservas de hidrocarburos	13
1.3 Producción de petróleo crudo y gas natural	13
1.4 Proceso de gas natural y líquidos del gas	21
1.5 Producción de petrolíferos y gas licuado	24
1.6 Producción de petroquímicos	29
1.7 Mercado interno	33
1.8 Mercado internacional	48
<b>2. AVANCE DE LA REFORMA ENERGÉTICA</b>	<b>61</b>
2.1 Avance y situación del Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y de sus Organismos Subsidiarios	62
2.2 Avances en el Programa de Reestructuración de Petróleos Mexicanos	72
2.3 Plan Estratégico de Tecnología de Información	73
2.4 Avances en la Estrategia de Desarrollo de Proveedores, Contratistas y Contenido Nacional	78
2.4.1 Contenido nacional	78
2.4.2 Desarrollo de proveedores y contratistas	81
<b>3. PROGRAMA PARA INCREMENTAR LA EFICIENCIA OPERATIVA</b>	<b>85</b>
<b>4. PROGRAMA DE INVERSIÓN</b>	<b>94</b>
<b>5. INFORMACIÓN FINANCIERA</b>	<b>110</b>
5.1 Principales políticas y criterios contables conforme a Normas Gubernamentales (NEIFGSP)	110
5.2 Estados financieros consolidados	123
5.3 Indicadores financieros seleccionados	129
5.4 Política de financiamiento y estado de la deuda documentada	130
5.5 Estado del régimen de pensiones	132
5.6 Ejercicio de los recursos (flujo de efectivo)	133
5.7 Sistema de Control Interno Financiero y Ley Sarbanes-Oxley	143

<b>6. SEGURIDAD INDUSTRIAL Y PROTECCIÓN AMBIENTAL</b>	<b>145</b>
6.1 Seguridad industrial	145
6.2 Protección ambiental	155
<b>7. SERVICIOS DE SALUD</b>	<b>165</b>
<b>8. CUMPLIMIENTO DE PROGRAMAS GUBERNAMENTALES</b>	<b>172</b>
8.1 Ley Federal de Transparencia y Acceso a la Información Pública Gubernamental (LFTAIPG)	172
8.2 Programa Nacional de Reducción del Gasto Público y de Racionalidad, Austeridad y Disciplina Presupuestal	177
8.3 Programa de Mejora de la Gestión (PMG)	178
<b>ANEXO. ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS BAJO NORMAS INTERNACIONALES DE INFORMACIÓN FINANCIERA</b>	<b>179</b>

## **PRESENTACIÓN**

Petróleos Mexicanos, en cumplimiento del párrafo primero del artículo 71 de la Ley de Petróleos Mexicanos, presenta al H. Congreso de la Unión, por medio de la Secretaría de Energía, el Segundo Informe Trimestral 2012, mismo que se difundirá a la ciudadanía a través de su página en Internet.

En este documento se informa sobre la marcha de la industria petrolera estatal de abril a junio de 2012. Considera los principales resultados operativos, las actividades efectuadas en materia de protección ambiental y seguridad industrial, y la situación que guarda en materia de recursos financieros y de los proyectos de inversión. Se da prioridad a los indicadores de desempeño contenidos en el Plan de Negocios, el Plan Nacional de Desarrollo 2007-2012, en el Programa Sectorial de Energía 2007-2012 y en el Programa Nacional de Infraestructura 2007-2012.

Se incluyen los estados financieros al cierre de junio de 2012, así como su comparación con los del año previo. Dichos estados financieros están formulados de acuerdo con las prácticas contables establecidas por la Secretaría de la Función Pública (SFP) y por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP), denominadas Normas Específicas de Información Financiera Gubernamental para el Sector Paraestatal (NEIFGSP), -también conocidas como Normas Gubernamentales (NG)-, que se utilizan en la formulación de la Cuenta de la Hacienda Pública Federal. Los estados financieros son consolidados, presentan cifras de cierre y no están aún dictaminados. Además se incluyen los avances en la adopción de las mejores prácticas de gobierno corporativo en la materia, las políticas contables seguidas por Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios, vigentes en 2011.

El informe incluye el ejercicio de los recursos autorizados en el Presupuesto de Egresos de la Federación (PEF) para el segundo trimestre de 2012, así como su comparación con el mismo periodo del año previo. Se revisa su cumplimiento trimestral y su avance con respecto al presupuesto anual.

Con relación a la Estrategia para el Desarrollo de Proveedores, Contratistas y Contenido Nacional, en el apartado correspondiente a la Reforma Energética se incluye el informe semestral de su avance, en cumplimiento con el último párrafo del artículo 13 transitorio de la Ley de Petróleos Mexicanos.

## MARCO DE REFERENCIA

Petróleos Mexicanos lleva a cabo la exploración, explotación y demás actividades a que se refiere el artículo 2o. de la Ley de Petróleos Mexicanos, y ejerce, conforme a lo dispuesto en este instrumento jurídico, la conducción central y dirección estratégica de la industria petrolera, y en el Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios 2012-2016 redefinió su Misión y Visión:

<b>MISIÓN</b>	Maximizar el valor de los activos petroleros y los hidrocarburos de la nación, satisfaciendo la demanda nacional de productos petrolíferos con la calidad requerida, de manera segura, confiable, rentable y sustentable.
<b>VISIÓN</b>	Ser reconocida por los mexicanos como un organismo socialmente responsable, que permanentemente aumenta el valor de sus activos y de los hidrocarburos de la nación, que es ágil, transparente y con alto nivel de innovación en su estrategia y sus operaciones.

### VINCULACIÓN CON LOS OBJETIVOS DEL PLAN NACIONAL DE DESARROLLO 2007-2012 (PND)

Las acciones de Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios se inscriben en el segundo eje rector del Plan Nacional de Desarrollo 2007-2012 (PND), economía competitiva y generadora de empleos, en electricidad e hidrocarburos, sustentado en la visión del México que se requiere en el año 2030. El objetivo es asegurar un suministro confiable, de calidad y a precios competitivos de los insumos energéticos que demandan los consumidores. El PND establece los objetivos y estrategias nacionales que son la base de los programas sectoriales, especiales, institucionales, regionales y del proceso presupuestal que llevan a cabo las dependencias y las entidades paraestatales en forma anual. De esta forma el Programa Sectorial de Energía 2007-2012 (PROSENER) y el Programa Nacional de Infraestructura 2007-2012 (PNI), establecen los objetivos sectoriales y especiales, y las metas del sector de hidrocarburos.

Petróleos Mexicanos requiere cumplir con el mandato de creación de valor en su desempeño como participante primordial en los mercados energéticos y petroquímicos nacionales, y al mismo tiempo alcanzar sustentabilidad financiera y operativa en el mediano y largo plazos. Con tal motivo ha realizado un cuidadoso análisis de la situación actual y del entorno, desde las perspectivas económicas, tecnológicas, de mercado, regulatorias y ambientales.

Por esta causa y en cumplimiento con el artículo 87 fracción I del Reglamento de la Ley de Petróleos Mexicanos se presenta en las sesiones ordinarias del Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos el reporte de avance de las metas del Plan de Negocios y del programa operativo. Asimismo, se integró la versión del Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y de sus Organismos Subsidiarios 2013-2017, misma

que fue aprobada el 12 de julio de 2012, con el fin de contar con un instrumento actualizado para la aplicación de las Estrategias del PND y las líneas de acción del PROSENER y el PNI, que sea congruente con la Estrategia Nacional para la Transición Energética y el Aprovechamiento Sustentable de la Energía.

El Plan de Negocios y sus avances se presentan en el apartado referente a la Reforma Energética.

Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios formularon las líneas de acción y las metas a seguir en 2012, mismas que se plasmaron en el Presupuesto de Egresos de la Federación 2012 (PEF) en los términos del PND.

El cumplimiento de las metas establecidas se sustenta en la disponibilidad de los recursos para gasto corriente y de inversión, tanto en monto como en tiempo, en los términos que aprueba el H. Congreso de la Unión y que se publican en el Decreto del Presupuesto de Egresos de la Federación.

#### Objetivos

- Maximizar el valor económico a largo plazo de las reservas de crudo y gas natural del país.
- Satisfacer la demanda de petrolíferos en el país de manera confiable y oportuna a un mínimo costo.
- Proporcionar productos del gas natural y servicios de distribución de valor agregado.
- Elaborar, comercializar y distribuir productos petroquímicos, con altos estándares de calidad.
- Mejorar el desempeño operativo y armonizar los esfuerzos de las diferentes líneas de negocio.
- Ser líder en la protección del medio ambiente.

Para ello, se apoya en las siguientes:

#### Líneas de acción relevantes

- Mantener la producción de crudo pesado y ligero; restituir el 100% de reservas probadas; mantener la producción de gas para satisfacer la demanda interna en el mediano plazo.
- Concluir las ingenierías básicas para la nueva refinería e iniciar la etapa de construcción, con el propósito de aumentar la oferta de petrolíferos, que permitan disminuir la importación de gasolinas y diesel.

- Asegurar el cumplimiento de la normatividad ambiental continuando con el desarrollo del proyecto de Calidad de los Combustibles, que permitirá asegurar el suministro de gasolinas y diesel de Ultra Bajo Azufre (UBA).
- Incrementar y adaptar la capacidad de transformación industrial para asegurar el suministro y maximizar el valor económico.
- Impulsar el desarrollo de la petroquímica nacional con inversión propia y/o complementaria.

En Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios se considera que la seguridad en las instalaciones y la protección del ambiente deben administrarse en forma conjunta, adoptando medidas adecuadas y oportunas de prevención, bajo los principios del Sistema Integral de Administración de la Seguridad y la Protección Ambiental (SIASPA).

En materia de salud, se busca fortalecer las actividades de prevención de enfermedades, por exposición laboral y estilo de vida, en los centros de trabajo de Petróleos Mexicanos.

Finalmente, se tiene considerado en las políticas y programas internos el trato y la equidad de género, elevando el desarrollo personal y profesional de las mujeres.

**METAS ESTRATÉGICAS COMPROMETIDAS EN EL PRESUPUESTO DE EGRESOS DE LA FEDERACIÓN 2012 (PEF)**

PRODUCTO	U. DE M.	META ANUAL	TRIMESTRE I	TRIMESTRE II	TRIMESTRE III	TRIMESTRE IV
<b>PERFORAR POZOS (1)</b>						
Exploratorios	Pozos	53	8	14	15	16
Desarrollo	Pozos	772	211	202	184	175
<b>PRODUCIR</b>						
Petróleo crudo	Mbd	2,559.9	2,554.5	2,552.6	2,566.4	2,566.1
Gas natural (2)	MMpcd	6,165.7	6,339.8	6,207.4	6,104.3	6,013.6
Condensados (3)	Mbd	53.8	54.6	55.3	52.7	52.6
Gas seco (4)	MMpcd	3,527.6	3,549.6	3,556.2	3,520.6	3,484.5
Petrolíferos y gas licuado	Mbd	1,577.1	1,588.1	1,586.7	1,542.2	1,591.6
Petrolíferos (5)	Mbd	1,368.3	1,378.4	1,377.1	1,334.7	1,383.3
Gas licuado (6)	Mbd	208.8	209.7	209.6	207.6	208.2
Petroquímicos (7)	Mt	16,277.6	3,876.6	4,171.2	4,029.4	4,200.4
<b>COMERCIALIZAR</b>						
<b>EN EL MERCADO INTERNO</b>						
Petróleo crudo	Mbd	1,331.3	1,354.0	1,339.7	1,294.8	1,337.2
Gas seco	MMpcd	3,343.4	3,321.7	3,395.6	3,369.4	3,287.1
Petrolíferos y gas licuado (5)	Mbd	1,887.8	1,851.3	1,882.0	1,885.7	1,932.0
Petrolíferos	Mbd	1,601.5	1,550.1	1,615.7	1,616.6	1,623.2
Gas licuado	Mbd	286.4	301.2	266.3	269.1	308.9
Petroquímicos	Mt	5,105.3	1,346.9	1,244.6	1,187.7	1,326.0
Básicos	Mt	748.3	184.4	176.2	190.0	197.6
Desregulados	Mt	4,357.0	1,162.5	1,068.4	997.7	1,128.4
<b>EN EL MERCADO EXTERNO</b>						
<b>EXPORTACIONES</b>						
Petróleo crudo	Mbd	1,175.7	1,149.3	1,147.7	1,219.5	1,185.5
Condensados	Mbd	-	-	-	-	-
Gas seco	MMpcd	-	-	-	-	-
Petrolíferos y gas licuado	Mbd	65.1	94.6	48.3	31.3	86.5
Petrolíferos	Mbd	65.0	94.5	48.2	31.2	86.4
Gas licuado (8)	Mbd	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
Gasolinas naturales	Mbd	58.7	66.7	58.2	55.4	54.4
Petroquímicos	Mt	567.6	126.1	152.8	168.3	120.4
<b>IMPORTACIONES</b>						
Gas seco	MMpcd	1,071.4	1,004.8	1,104.5	1,116.2	1,059.9
Petrolíferos y gas licuado (8)	Mbd	529.7	494.9	502.7	532.3	588.1
Petrolíferos	Mbd	445.1	396.5	439.0	463.8	480.5
Gas licuado	Mbd	33.7	40.0	19.1	26.2	49.5
Propano	Mbd	50.9	58.4	44.6	42.3	58.1
Petroquímicos	Mt	135.6	78.2	13.8	12.8	30.8

(1) Se refiere a pozos terminados.

(2) Incluye nitrógeno.

(3) Condensados amargos entregados a plantas.

(4) Gas seco de criogénicas y plantas de absorción.

(5) Incluye gasnafta de Pemex-Petroquímica.

(6) No incluye mezcla de butanos, ya que consolida la producción de Pemex-Refinación y Pemex-Gas y Petroquímica Básica.

(7) Incluye la producción de petroquímicos de Pemex-Petroquímica y Pemex-Refinación, y azufre, etano y naftas (gasolinas naturales) de Pemex-Gas y Petroquímica Básica. No incluye gasnafta de Pemex-Petroquímica por considerarse un producto petrolífero.

(8) Incluye propano.



**AVANCE DE LAS METAS ESTRATÉGICAS COMPROMETIDAS EN EL PRESUPUESTO DE EGRESOS DE LA FEDERACIÓN  
ENERO-JUNIO DE 2012**

PRODUCTO	U. DE M.	METAS			AVANCE		
		ENE-JUN	TRIMESTRE I	TRIMESTRE II	ENE-JUN	TRIMESTRE I	TRIMESTRE II
Perforar Pozos (1)							
Exploratorios	Pozos	22	8	14	11	3	8
Desarrollo	Pozos	413	211	202	552	263	289
Producir							
Petróleo crudo	Mbd	2,553.5	2,554.5	2,552.6	2,538.3	2,536.6	2,540.0
Gas natural (2)	MMpcd	6,273.6	6,339.8	6,207.4	6,399.1	6,380.3	6,417.8
Condensados (3)	Mbd	54.9	54.6	55.3	52.3	53.6	50.9
Gas seco (4)	MMpcd	3,552.9	3,549.6	3,556.2	3,721.3	3,731.8	3,710.8
Petrolíferos y gas licuado	Mbd	1,587.4	1,588.1	1,586.7	1,432.4	1,409.7	1,455.0
Petrolíferos (5)	Mbd	1,377.7	1,378.4	1,377.1	1,224.5	1,204.6	1,244.3
Gas licuado (6)	Mbd	209.7	209.7	209.6	207.9	205.2	210.7
Petroquímicos (7)	Mt	8,047.8	3,876.6	4,171.2	7,076.8	3,580.6	3,496.2
Comercializar							
En el mercado interno							
Petróleo crudo	Mbd	1,346.8	1,354.0	1,339.7	1,236.2	1,219.6	1,252.8
Gas seco	MMpcd	3,358.7	3,321.7	3,395.6	3,358.9	3,302.7	3,415.1
Petrolíferos y gas licuado	Mbd	1,866.6	1,851.3	1,882.0	1,809.4	1,786.6	1,832.2
Petrolíferos (5)	Mbd	1,582.9	1,550.1	1,615.7	1,524.1	1,483.7	1,564.5
Gas licuado	Mbd	283.7	301.2	266.3	285.3	302.9	267.6
Petroquímicos	Mt	2,591.6	1,346.9	1,244.6	2,242.5	1,159.5	1,083.0
Básicos	Mt	360.6	184.4	176.2	270.4	132.2	138.3
Desregulados	Mt	2,230.9	1,162.5	1,068.4	1,972.0	1,027.3	944.7
En el mercado externo							
Exportaciones							
Petróleo crudo	Mbd	1,148.5	1,149.3	1,147.7	1,224.3	1,234.6	1,214.0
Condensados	Mbd	0.0	0.0	0.0	4.5	4.5	4.5
Gas seco	MMpcd	0.0	0.0	0.0	1.2	1.2	1.1
Petrolíferos y gas licuado	Mbd	71.5	94.6	48.3	78.6	98.4	58.9
Petrolíferos	Mbd	71.4	94.5	48.2	78.5	98.3	58.8
Gas licuado (8)	Mbd	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
Gasolinas naturales	Mbd	62.5	66.7	58.2	75.1	73.1	77.2
Petroquímicos	Mt	279.0	126.1	152.8	318.3	145.3	172.9
Importaciones							
Gas seco	MMpcd	1,054.7	1,004.8	1,104.5	985.8	869.7	1,101.8
Petrolíferos y gas licuado (9)	Mbd	498.8	494.9	502.7	613.9	645.1	582.8
Petrolíferos	Mbd	417.7	396.5	439.0	534.9	549.5	520.2
Gas licuado	Mbd	29.6	40.0	19.1	45.2	51.5	38.9
Propano	Mbd	51.5	58.4	44.6	33.9	44.1	23.6
Petroquímicos	Mt	92.0	78.2	13.8	104.9	59.0	45.8

(1) Se refiere a pozos terminados.

(2) Incluye nitrógeno.

(3) Condensados amargos entregados a plantas.

(4) Gas seco de criogénicas y plantas de absorción.

(5) Incluye gasnafta de Pemex-Petroquímica.

(6) No incluye mezcla de butanos, ya que consolida la producción de Pemex-Refinación y Pemex-Gas y Petroquímica Básica. Pemex-Exploración y Producción.

(7) Incluye la producción de petroquímicos de Pemex-Petroquímica y azufre, etano y naftas (gasolinas naturales) de Pemex-Gas y Petroquímica Básica. No incluye gasnafta de Pemex-Petroquímica por considerarse un producto petrolífero.

(8) Incluye butanos.

(9) Incluye propano y butano.

**PETRÓLEOS MEXICANOS**  
**FLUJO DE EFECTIVO CONSOLIDADO 2012 (PEF)**  
(millones de pesos)

CONCEPTO	META ANUAL	TRIMESTRE I	TRIMESTRE II	TRIMESTRE III	TRIMESTRE IV
<b>INGRESOS PROPIOS</b>	<b>428,877.3</b>	<b>100,048.7</b>	<b>103,411.6</b>	<b>109,363.2</b>	<b>116,053.7</b>
<b>INGRESOS</b>	<b>1,577,202.5</b>	<b>379,731.9</b>	<b>387,885.8</b>	<b>399,724.3</b>	<b>409,860.5</b>
Ventas interiores	1,007,758.2	239,057.0	247,738.5	258,677.9	262,284.8
Ventas exteriores	513,908.2	127,008.4	126,068.5	127,341.9	133,489.5
Otros ingresos	55,536.0	13,666.6	14,078.8	13,704.5	14,086.2
Tasa negativa IEPS	50,565.3	12,262.1	12,524.7	12,643.9	13,134.6
Servicios prestados y otros diversos	4,970.7	1,404.5	1,554.0	1,060.6	951.6
<b>EGRESOS</b>	<b>1,590,810.5</b>	<b>391,774.6</b>	<b>395,209.4</b>	<b>404,468.5</b>	<b>399,358.0</b>
Gasto programable	442,485.4	112,091.4	110,735.2	114,107.5	105,551.3
Corriente	141,230.4	52,375.9	34,742.3	30,573.8	23,538.3
Inversión	301,255.0	59,715.5	75,992.9	83,533.6	82,012.9
Mercancía para reventa	250,907.1	59,824.8	61,506.2	64,808.2	64,767.8
Operaciones ajenas netas	-	-	-	-	-
Impuestos indirectos	121,098.9	29,101.0	29,830.7	30,652.0	31,515.2
Impuestos directos	776,319.1	190,757.4	193,137.2	194,900.8	197,523.7
<b>SUPERÁVIT PRIMARIO</b>	<b>-13,608.1</b>	<b>-12,042.7</b>	<b>-7,323.6</b>	<b>-4,744.3</b>	<b>10,502.5</b>
<b>INTERESES</b>	<b>34,839.6</b>	<b>10,014.9</b>	<b>6,342.6</b>	<b>8,619.1</b>	<b>9,863.1</b>
<b>SUPERÁVIT OPERACIÓN</b>	<b>-48,447.7</b>	<b>-22,057.6</b>	<b>-13,666.2</b>	<b>-13,363.3</b>	<b>639.4</b>
<b>ENDEUDAMIENTO NETO</b>	<b>52,588.1</b>	<b>21,616.8</b>	<b>7,221.5</b>	<b>5,404.1</b>	<b>18,345.7</b>
Disposiciones	128,852.3	41,002.0	37,581.5	11,628.0	38,640.8
Amortizaciones	76,264.2	19,385.2	30,360.1	6,223.9	20,295.1
<b>INCREMENTO(USO)CAJA</b>	<b>4,140.4</b>	<b>-440.8</b>	<b>-6,444.7</b>	<b>-7,959.2</b>	<b>18,985.1</b>

Fuente: Presupuesto de Egresos de la Federación.

El gasto programable total consolidado de 442,485.4 millones de pesos, autorizado a Petróleos Mexicanos para 2012, no incluye las operaciones interorganismos, debido que éstas últimas se anulan en la consolidación de cifras. De este monto, 31.9% corresponde al gasto corriente de operación y 68.1% al gasto de inversión. El importe total es 5.8% mayor al autorizado en el PEF para el ejercicio 2011; por sus componentes el gasto corriente de operación es 7% mayor y el de inversión es 5.2% superior al autorizado el año precedente.

- Del gasto corriente de operación (141,230.4 millones de pesos) corresponde 53.2% al pago de servicios personales, 23.1% a gastos de operación, 23.3% a pensiones y jubilaciones, y 0.4% a otras erogaciones.

- Del gasto de inversión, que corresponde a inversión física en su totalidad (301,255 millones de pesos) 96.6% se asignó a obra pública, y 3.4% a la adquisición de bienes muebles e inmuebles.

**PETRÓLEOS MEXICANOS**  
**FLUJO DE EFECTIVO CONSOLIDADO, PRESUPUESTO 2012**  
(millones de pesos)

	ORIGINAL			EJERCIDO		
	ACUMULADO	TRIMESTRE I	TRIMESTRE II	ACUMULADO	TRIMESTRE I	TRIMESTRE II
<b>INGRESOS PROPIOS</b>	<b>203,460.4</b>	<b>100,048.7</b>	<b>103,411.6</b>	<b>214,446.1</b>	<b>100,445.8</b>	<b>114,000.2</b>
<b>INGRESOS</b>	<b>767,617.7</b>	<b>379,731.9</b>	<b>387,885.8</b>	<b>963,450.1</b>	<b>466,939.2</b>	<b>496,510.8</b>
Ventas interiores	486,795.5	239,057.0	247,738.5	472,852.4	232,592.8	240,259.6
Ventas exteriores	253,076.9	127,008.4	126,068.5	363,997.9	179,551.7	184,446.2
Otros ingresos	27,745.3	13,666.6	14,078.8	126,599.7	54,794.8	71,805.0
IEPS Negativo	24,786.9	12,262.1	12,524.8	120,706.2	55,122.5	65,583.7
Ingresos diversos	2,958.5	1,404.5	1,554.0	5,893.5	-327.7	6,221.3
<b>EGRESOS</b>	<b>786,984.0</b>	<b>391,774.6</b>	<b>395,209.4</b>	<b>941,576.7</b>	<b>464,409.3</b>	<b>477,167.4</b>
<b>GASTO PROGRAMABLE</b>	<b>222,826.7</b>	<b>112,091.4</b>	<b>110,735.2</b>	<b>194,707.4</b>	<b>98,982.7</b>	<b>95,724.7</b>
Corriente	87,118.2	52,375.9	34,742.3	76,218.1	49,239.6	26,978.5
Inversión	135,708.4	59,715.5	75,992.9	118,489.2	49,743.1	68,746.1
Mercancía para reventa	121,331.1	59,824.8	61,506.2	196,103.5	89,966.2	106,137.2
Operaciones ajenas netas	-	-	-	-2,134.7	-1,066.8	-1,067.9
Impuestos indirectos	58,931.7	29,101.0	29,830.7	60,834.0	27,461.9	33,372.1
Impuestos directos	383,894.6	190,757.4	193,137.2	492,066.6	249,065.3	243,001.3
<b>SUPERÁVIT PRIMARIO</b>	<b>-19,366.3</b>	<b>-12,042.7</b>	<b>-7,323.6</b>	<b>21,873.4</b>	<b>2,529.9</b>	<b>19,343.5</b>
Intereses	16,357.5	10,014.9	6,342.6	19,775.0	12,164.5	7,610.5
<b>SUPERÁVIT OPERACIÓN</b>	<b>-35,723.8</b>	<b>-22,057.6</b>	<b>-13,666.2</b>	<b>2,098.4</b>	<b>-9,634.5</b>	<b>11,732.9</b>
<b>ENDEUDAMIENTO NETO</b>	<b>28,838.3</b>	<b>21,616.8</b>	<b>7,221.5</b>	<b>16,291.6</b>	<b>14,531.6</b>	<b>1,760.0</b>
Disposiciones	78,583.5	41,002.0	37,581.5	62,670.8	27,895.7	34,775.1
Amortizaciones	49,745.3	19,385.2	30,360.1	46,379.2	13,364.1	33,015.1
<b>INCREMENTO(USO)CAJA</b>	<b>-6,885.5</b>	<b>-440.8</b>	<b>-6,444.7</b>	<b>18,390.0</b>	<b>4,897.0</b>	<b>13,493.0</b>

Fuente: Presupuesto de Egresos de la Federación. Base de Datos Institucional.

Como marco de referencia para la elaboración de su presupuesto, Petróleos Mexicanos toma los principios rectores del PND y se ajusta a los Criterios Generales de Política Económica (CGPE) que cada año dicta el Gobierno Federal. Estos criterios se diseñan con base en el comportamiento real de la economía nacional durante el año inmediato anterior y con el desempeño de la economía mundial, así como en las expectativas de crecimiento para el siguiente año. En forma posterior considera la aprobación del Paquete Económico (PE) por parte del H. Congreso de la Unión. Las principales variables macroeconómicas establecidas para 2012 en los CGPE y en el PE son:

<b>MARCO MACROECONÓMICO</b>				
CONCEPTO	2010	2011	2012	
			CGPE	PE
<b>PRODUCTO INTERNO BRUTO (PIB)</b>				
Crecimiento % real	5.5	3.9	3.5	3.3
Nominal (miles de millones de pesos)	13,089.3	14,352.9	15,164.9	15,130.1
Deflactor del PIB (variación anual)	4.03	5.5	3.5	3.5
<b>INFLACIÓN</b>				
Diciembre-diciembre	4.4	3.82	3.0	3.0
<b>TIPO DE CAMBIO NOMINAL</b>				
Promedio	12.6360	12.4233	12.2	12.8
<b>PETRÓLEO</b>				
Precio promedio (dólares/barril)	72.46	101.0	84.9	84.9
Plataforma de exportación promedio (Mbd)	1,360.5	1,337.9	1,167.0	1,177.0
Producción de crudo (Mbd)	2,575.9	2,550.1	2,550.0	2,560.0

Fuente: Instituto Nacional de Estadística y Geografía. Criterios Generales de Política Económica 2011-2012. Secretaría de Hacienda y Crédito Público. Banco de México.

## 1. RESULTADOS OPERATIVOS

### 1.1 EXPLORACIÓN

En el segundo trimestre de 2012, se adquirió información sísmica<sup>1/</sup> tridimensional (3D) con un alcance de 5,952.6 kilómetros cuadrados, 43.9% inferior al del mismo periodo del año previo y cumplimiento de 87.9% de la meta, debido a que se pospuso el inicio del levantamiento sísmico Sayab 3D y a que disminuyó dicha actividad en el de San Luis 3D de Burgos. Destacan las regiones Norte con 3,261.6 kilómetros cuadrados, de los cuales 89.6% fueron de exploración y 10.4% de desarrollo, y Marina Noreste con 2,229.5 kilómetros cuadrados, 53.6% de exploración y 46.4% de desarrollo.

De abril a junio de 2012 se obtuvo información sísmica 2D para un total de 607.4 kilómetros, en su totalidad en la Región Norte, cifra 25.9% menor a la del segundo trimestre de 2011. El cumplimiento de la meta fue 202.3% debido a que el programa se adelantó, con el objeto de dar prioridad a la prospección de localizaciones de gas en lutitas (*gas shale*).<sup>2/</sup>

Para el primer semestre de 2012, se adquirieron 11,771.2 kilómetros cuadrados de sísmica 3D, 41.3% menos que en el mismo periodo de 2011. Del total adquirido, 45.8% correspondió a sísmica para evaluación del potencial, 31.9% para incorporación de reservas y 22.3% para desarrollo de campos. En enero-junio de 2012, la exploración sísmica 2D alcanzó 1,289.4 kilómetros, 27% menos de lo registrado en los primeros seis meses de 2011, del total la cuenca de Burgos participó con 1,259.4 kilómetros (para exploración) y la cuenca Tampico-Misantla con 30 kilómetros (para desarrollo de campos).

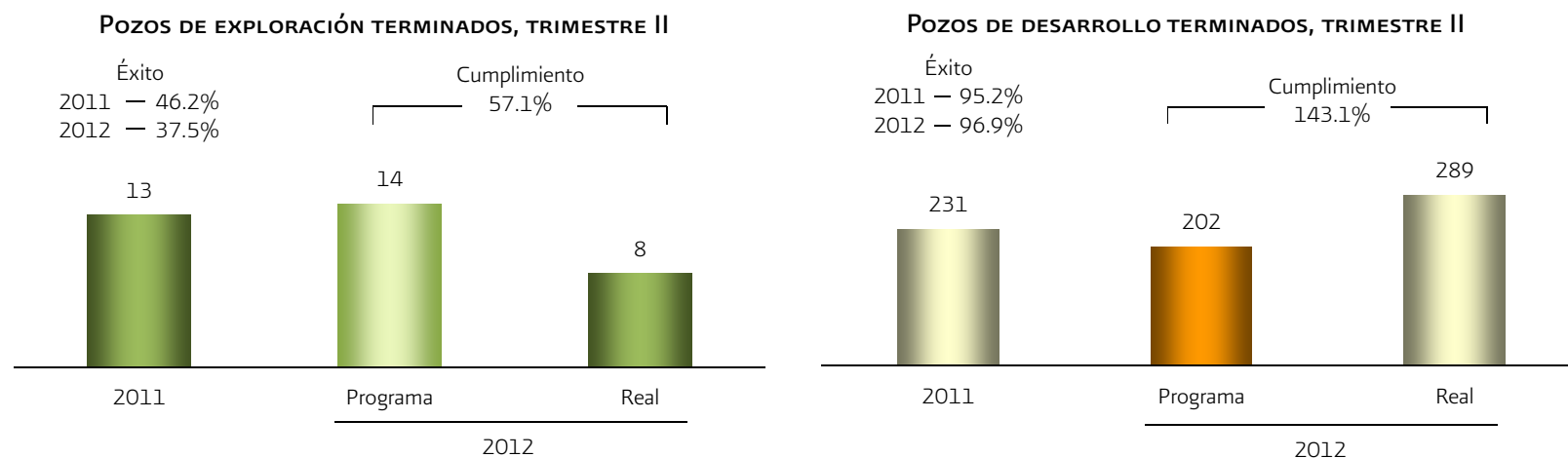
En el segundo trimestre de 2012 se terminaron 297 pozos, 21.7% más que en el periodo equivalente del año previo, con un cumplimiento de 137.5% de la meta, debido principalmente a la mayor actividad de terminación en el área de Agua Fría-Coapechaca-Tajín del activo Aceite Terciario del Golfo y mayor actividad de perforación en el proyecto de reingeniería de recuperación secundaria Tamaulipas-Constituciones del activo Poza Rica-Altamira. Del total de pozos terminados, 97.3% fueron de desarrollo y 2.7% de exploración.

---

1/ La sísmica es un método geofísico utilizado en la exploración de hidrocarburos, basado en la reflexión de ondas sonoras que son recibidas por equipos en la superficie que las interpretan, geofísica y geológicamente, para producir mapas del subsuelo que muestran las diversas áreas que potencialmente pueden contener hidrocarburos. La prospección sísmica se puede realizar en dos o tres dimensiones (sísmica 2D o 3D). La primera aporta información en un solo plano (vertical), mientras que la segunda lo hace en tres dimensiones permitiendo determinar con mayor exactitud el tamaño, forma y posición de las estructuras geológicas.

2/ Las lutitas gasíferas se clasifican como yacimientos de hidrocarburos no convencionales debido a que la roca generadora funciona también como roca almacén, requieren tratamientos a gran escala, tales como fracturamiento hidráulico masivo, para hacerla producir a ritmos comerciales.

- En el segundo trimestre de 2012 se terminaron ocho pozos de exploración, 38.5% menos que en el periodo abril-junio del año previo, sobre todo por el diferimiento de la perforación de los pozos Baúl 1, Comitas 1001, Meridiano 1 y Organdí 1 del activo Burgos, así como de los pozos Picuí 1 y Nuevaera 1 del activo Veracruz. Destaca la terminación de los pozos Montañés 1, Habano 1 y Nómada 1 en el activo Burgos; Hux 1 y Kunah 1 del activo Holok-Temoa, además de Bricol 201 y Rabasa 301 del Activo Regional de Exploración.
- El éxito geológico alcanzado en la terminación de pozos de exploración fue 37.5%, inferior 8.7 puntos porcentuales al registrado en el segundo trimestre de 2011, como resultado de un pozo productor de gas húmedo, un productor de gas y condensado, dos improductivos secos, tres improductivos invadidos de agua y un productor no comercial de gas.



Nota: no incluye proyectos especiales ni pozos accidentados.  
Fuente: Base de Datos Institucional.

En el segundo trimestre de 2012 se terminaron 289 pozos de desarrollo, 58 más que en abril-junio del año previo, lo que significó un cumplimiento de la meta de 143.1%, por mayor actividad de perforación. Del total de pozos de desarrollo terminados en el trimestre se contabilizaron 280 pozos productivos, con lo que se alcanzó 96.9% de éxito en estos pozos, 1.7 puntos porcentuales superior al resultado del segundo trimestre de 2011.

- **REGIÓN NORTE.** Los pozos de desarrollo terminados fueron 230, cifra 17.3% mayor con relación a abril-junio del año previo. Del total, el 61.8% de los pozos de esta región se ubicaron en el activo Aceite Terciario del Golfo, 19.1% en el activo Burgos, 17.4% en el activo Poza Rica-Altamira y 1.7% en el activo Veracruz. El cumplimiento de la meta en este trimestre fue 142.9%.
- **REGIÓN SUR.** Se terminaron 50 pozos de desarrollo, 85.2% más que en el mismo periodo de 2011. Al activo Cinco Presidentes correspondieron 46% de los pozos, al activo Samaria-Luna 44% y al activo Bellota-Jujo 10%. El cumplimiento de la meta fue 166.7%.
- **REGIÓN MARINA NORESTE.** Se terminaron cinco pozos de desarrollo, uno menos que en abril-junio de 2011, con un cumplimiento de 71.4% de la meta.
- **REGIÓN MARINA SUROESTE.** Los pozos de desarrollo terminados fueron cuatro, el doble si se compara con el segundo trimestre del año previo. El cumplimiento del programa trimestral fue 100%.

Durante el segundo trimestre de 2012 se terminaron 26 pozos de desarrollo no convencionales, siete pozos menos que en el periodo equivalente del año previo. Del total, 22 pozos correspondieron al activo Poza Rica-Altamira, dos al activo Aceite Terciario del Golfo, uno al activo Burgos y uno al activo Cinco Presidentes. Todos estos pozos fueron horizontales.

En el primer semestre de 2012 se terminaron 563 pozos, 15.4% mayor a lo reportado en el mismo semestre del año anterior. A las actividades de exploración le correspondieron 2% del total y a desarrollo 98%. En la Región Norte se terminaron 78.7% de los pozos, sobresalen los activos Aceite Terciario del Golfo (257 pozos de desarrollo), Burgos (12 pozos de exploración y 98 pozos de desarrollo) y Poza Rica-Altamira (73 pozos de desarrollo). La participación de las demás regiones fue la siguiente: Sur 17.6%, Marina Noreste 1.9% y Marina Suroeste 1.8%. Con relación a la meta se tuvo un cumplimiento de 129.4%.

- Durante enero-junio de 2012 se terminaron 11 pozos de exploración, 50% menos que en el mismo periodo del año previo; el cumplimiento de la meta fue 50%. Del total, cinco pozos resultaron exitosos, de los cuales cuatro fueron productores de gas y uno de crudo, lo que significó 45.5% de éxito en esta actividad, 4.5 puntos porcentuales menos, si se compara con los primeros seis meses de 2011.
- En las actividades de desarrollo se terminaron 552 pozos, 18.5% más que el primer semestre del año previo, con un cumplimiento de la meta de 133.7%. En total, 531 pozos fueron productivos, de los cuales 421 (79.3%) se ubicaron en la Región Norte, sobre todo en los

activos Aceite Terciario del Golfo y Burgos. El éxito en esta actividad fue 96.2%, mayor 3.3 puntos porcentuales respecto al mismo semestre del año previo.

## 1.2 RESERVAS DE HIDROCARBUROS

Los descubrimientos realizados durante el segundo trimestre de 2012 se presentan a continuación (cabe señalar que en el primer trimestre del año no se realizaron descubrimientos que generaran campos nuevos, ni incorporación de reservas por descubrimientos):

- **REGIÓN NORTE.** Se descubrió el Campo Percutor, el cual es un campo terrestre productor de gas seco, cuyo objetivo fue evaluar las rocas de la formación *Eagle Ford* de edad Cretácico Superior. El pozo descubridor Percutor-1, cuyas reservas se están evaluando por parte del Activo Integral Burgos, tuvo un aforo inicial de 2.2 millones de pies cúbicos diarios. En el mismo activo integral se evalúan las reservas del pozo Habano-1, el cual es productor de gas y condensados que fue perforado con el mismo objetivo que el Percutor-1 y tuvo un aforo inicial de 2.77 millones de pies cúbicos diarios de gas y 27 barriles diarios de condensados.
- **REGIÓN MARINA SUROESTE.** Entre los descubrimientos más sobresalientes del periodo destaca el Campo Kunah, el cual es un campo marino productor de gas húmedo, en rocas del Mioceno Inferior, con un gasto inicial de 33.9 millones de pies cúbicos diarios y 143 barriles diarios de condensados. El pozo descubridor fue el Kunah-1 en un tirante de agua de 2.147 kilómetros, con lo que se continúan descubriendo campos petroleros en aguas profundas. Las reservas están en proceso de evaluación en el Activo de Exploración Aguas Profundas Sur.

## 1.3 PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO CRUDO Y GAS NATURAL<sup>3/</sup>

### PETRÓLEO CRUDO

Durante el segundo trimestre de 2012, la producción de petróleo crudo promedió 2,540 mil barriles diarios, inferior 0.7% (17.7 miles de barriles diarios) al periodo equivalente del año previo, debido sobre todo a la declinación natural de los activos Cantarell, Abkatún-Pol-Chuc, Bellota-Jujo, Samaria-Luna y Macuspana-Muspac, así como ajustes por alto flujo fraccional de agua en los proyectos Ixtal-Manik y Caan. Este comportamiento no fue compensado por la mayor producción de los activos Litoral de Tabasco, Ku-Maloob-Zaap, Aceite Terciario del Golfo,

---

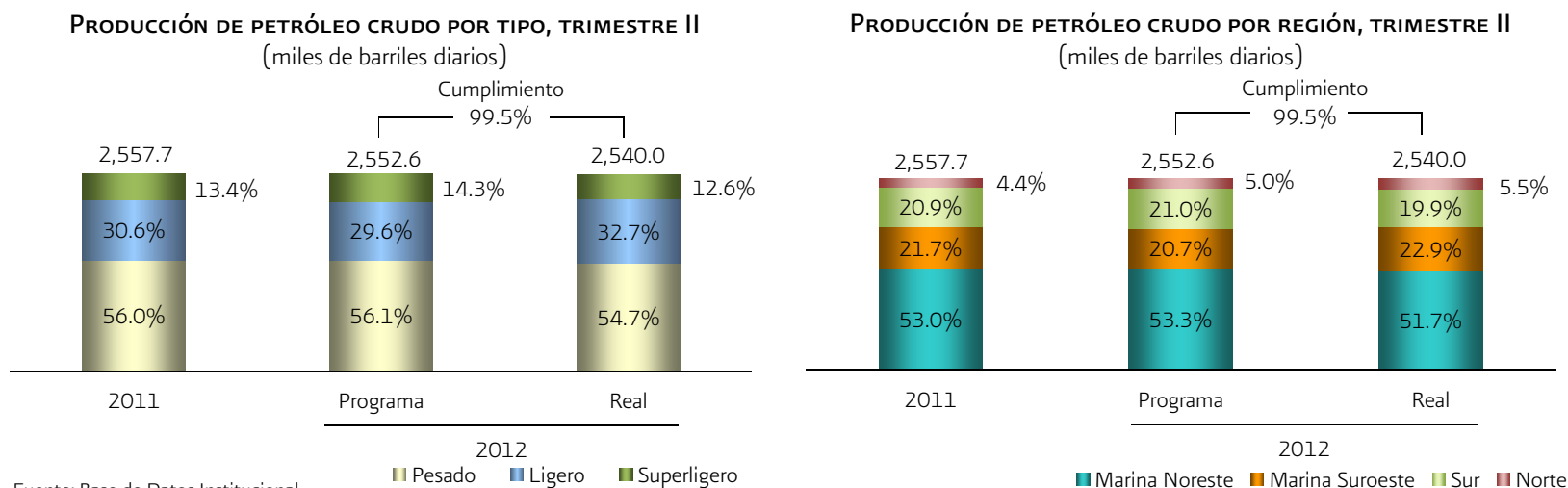
<sup>3/</sup> Como resultado de la modificación a la estructura básica de Pemex-Exploración y Producción, aprobada en 2011, la denominación de los activos se estableció conforme a la siguiente integración: activos de producción (Poza Rica-Altamira, Cinco Presidentes, Bellota-Jujo, Samaria-Luna, Macuspana-Muspac, Cantarell, Ku-Maloob-Zaap, Abkatún-Pol-Chuc y Litoral de Tabasco), de exploración (Tampico-Misantla Golfo, Aguas Profundas Norte, Cuencas del Sureste Terrestre, Cuencas del Sureste Marino y Aguas Profundas Sur) e integrales (Burgos, Aceite Terciario del Golfo y Veracruz).



Cinco Presidentes, Poza Rica-Altamira y Veracruz. El cumplimiento de la meta trimestral fue 99.5%, en particular por la menor producción en Cantarell y en los activos Bellota-Chinchorro, Jujo-Tecominoacán, Delta del Grijalva y Antonio J. Bermúdez, por el ajuste por alto flujo fraccional de agua; así como menor producción base a la esperada en el proyecto Cactus-Sitio Grande.

- **REGIÓN MARINA NORESTE.** La producción de crudo promedió 1,314.2 miles de barriles diarios, 3.2% menor al registrado en el segundo trimestre de 2011, debido a la declinación natural, una menor extracción de la zona de transición del proyecto Cantarell, así como al ajuste por alto flujo fraccional de agua. El cumplimiento del programa fue 96.7% como resultado de la menor producción por terminación y mantenimiento de pozos en el activo Cantarell.
  - Continúan los esfuerzos para consolidar la producción en el activo Cantarell. Un ejemplo es el campo Sihil, que con una producción de 101.2 miles de barriles diarios elevó su participación en la producción de crudo pesado del activo al alcanzar 23.9% en el trimestre, resultado de un aumento de 37.2 miles de barriles diarios en la producción respecto al mismo periodo del año anterior y 31.4 miles de barriles al comparar junio de 2012 con diciembre de 2011.
- **REGIÓN MARINA SUROESTE.** Se obtuvieron 581.7 miles de barriles diarios, 4.8% más que en el segundo trimestre de 2011. El cumplimiento de la meta del periodo fue 110.1%, debido a una mayor producción en los proyectos Chuc y Caan del activo Abkatún-Pol-Chuc, así como de Yaxché del activo Litoral de Tabasco.
- **REGIÓN SUR.** La producción fue 505.3 miles de barriles diarios, 5.3% menos que en igual trimestre del año anterior, resultado de la declinación natural de la producción e incremento en el flujo fraccional de agua en los activos Bellota-Jujo, Samaria-Luna y Macuspana-Muspac. El cumplimiento respecto a la meta fue 94.1%, ocasionado por ajuste por alto flujo fraccional de agua en los proyectos Bellota-Chinchorro, Jujo-Tecominoacán (activo Bellota-Jujo), Delta del Grijalva y Antonio J. Bermúdez (activo Samaria-Luna); así como al retraso en la terminación de pozos en el proyecto Cactus-Sitio Grande (activo Macuspana-Muspac).

- **REGIÓN NORTE.** Se obtuvieron 138.8 miles de barriles diarios de crudo, lo que significó un crecimiento de 23.8% respecto al segundo trimestre de 2011, derivado de la producción asociada al incremento en el número de pozos terminados e interconectados en los activos Aceite Terciario del Golfo y Poza Rica-Altamira, así como a las acciones orientadas al mantenimiento de la producción base. El cumplimiento de la meta fue 108.2%.



- Por tipo de crudo, la producción de pesado disminuyó 2.9% respecto al segundo trimestre de 2011 al ubicarse en 1,389.6 miles de barriles diarios debido a la baja en la producción de Cantarell. La extracción de crudo ligero fue 830.9 miles de barriles diarios, 5.9% más que el periodo abril-junio del año precedente, la producción de superligero alcanzó 319.4 miles de barriles diarios, 6.6% menor al periodo mencionado. Durante el periodo abril-junio de 2012 la participación del crudo pesado en la producción total fue 54.7%, del crudo ligero 32.7% y del superligero 12.6%.
- Destaca el aumento de 7.3 miles de barriles diarios en la producción de crudo superligero en el campo May del activo Litoral de Tabasco, así como de los campos Tierra, Tizón y Palapa del activo Samaria-Luna.

- Respecto al crudo ligero sobresale el incremento en los campos, Xanab con 23.7 miles de barriles diarios, Kab 16.9 miles de barriles diarios y Yaxché con 16.5 miles de barriles diarios del activo Litoral de Tabasco, y 21.6 miles de barriles diarios en el campo Homol del activo Abkatún-Pol-Chuc.
- Con relación al crudo pesado resalta el incremento de 43.3 miles de barriles diarios en la producción del campo Maloob del activo Ku-Maloob-Zaap, y 37.2 miles de barriles diarios en el campo Sihil del activo Cantarell.

**PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO CRUDO POR REGIÓN Y ACTIVO**  
(miles de barriles diarios)

CONCEPTO	TRIMESTRE II					ENERO-JUNIO				
	2011	2012		VAR. (%) 12/11	CUMPL. (%) REAL/PROG.	2011	2012		VAR. (%) 12/11	CUMPL. (%) REAL/PROG.
		PROG.	REAL				PROG.	REAL		
<b>TOTAL</b>	<b>2,557.7</b>	<b>2,552.6</b>	<b>2,540.0</b>	<b>-0.7</b>	<b>99.5</b>	<b>2,564.6</b>	<b>2,553.5</b>	<b>2,538.3</b>	<b>-1.0</b>	<b>99.4</b>
<b>REGIÓN MARINA NORESTE</b>	<b>1,357.2</b>	<b>1,358.9</b>	<b>1,314.2</b>	<b>-3.2</b>	<b>96.7</b>	<b>1,361.2</b>	<b>1,357.0</b>	<b>1,309.6</b>	<b>-3.8</b>	<b>96.5</b>
Cantarell	516.7	526.2	452.9	-12.3	86.1	520.0	521.3	453.8	-12.7	87.1
Ku-Maloob-Zaap	840.5	832.7	861.3	2.5	103.4	841.2	835.7	855.8	1.7	102.4
<b>REGIÓN MARINA SUROESTE</b>	<b>554.9</b>	<b>528.3</b>	<b>581.7</b>	<b>4.8</b>	<b>110.1</b>	<b>555.4</b>	<b>532.9</b>	<b>582.3</b>	<b>4.8</b>	<b>109.3</b>
Abkatún-Pol-Chuc	276.7	252.4	257.6	-6.9	102.1	285.8	260.1	260.6	-8.8	100.2
Litoral de Tabasco	278.1	275.8	324.1	16.5	117.5	269.7	272.8	321.7	19.3	117.9
<b>REGIÓN SUR</b>	<b>533.6</b>	<b>537.1</b>	<b>505.3</b>	<b>-5.3</b>	<b>94.1</b>	<b>537.8</b>	<b>538.2</b>	<b>511.1</b>	<b>-5.0</b>	<b>95.0</b>
Cinco Presidentes	80.7	82.1	94.3	16.9	114.9	80.4	82.5	93.5	16.3	113.3
Bellota-Jujo	148.1	153.4	129.7	-12.4	84.6	150.0	151.2	131.0	-12.7	86.6
Samaría-Luna	223.2	222.7	206.9	-7.3	92.9	225.7	224.7	211.3	-6.4	94.0
Macuspana-Muspac	81.5	78.9	74.3	-8.8	94.2	81.6	79.8	75.2	-7.8	94.2
<b>REGIÓN NORTE</b>	<b>112.1</b>	<b>128.3</b>	<b>138.8</b>	<b>23.8</b>	<b>108.2</b>	<b>110.2</b>	<b>125.4</b>	<b>135.3</b>	<b>22.8</b>	<b>107.9</b>
Poza Rica-Altamira	59.9	58.7	68.2	13.9	116.2	59.5	59.1	66.5	11.8	112.5
Aceite Terciario del Golfo	49.0	64.7	67.3	37.3	104.0	47.4	61.4	65.7	38.6	107.0
Veracruz	3.2	4.9	3.3	3.1	67.3	3.3	4.9	3.2	-3.0	65.3

La suma de los parciales puede no coincidir con el total debido al redondeo de las cifras.

Fuente: Base de Datos Institucional.

Durante el primer semestre de 2012, la producción de petróleo crudo fue 2,538.3 miles de barriles diarios, 1% menos que en el mismo periodo del año anterior, debido principalmente a la declinación natural de los activos Cantarell, Abkatún-Pol-Chuc, Bellota-Jujo, Samaria-Luna y Múspac-Macuspana. En las regiones marinas se produjo 74.5% del total, destaca la producción asociada a la terminación de pozos y optimización de los activos Yaxché y Ku-Maloob-Zaap. El cumplimiento de la meta semestral fue 99.4% por efecto de una menor producción base en los proyectos Cantarell, Bellota-Jujo, Samaria-Luna, Macuspana-Muspac y Veracruz, el cual se compensó parcialmente con el incremento de la producción de los activos Litoral de Tabasco y Ku-Maloob-Zaap, entre otros.

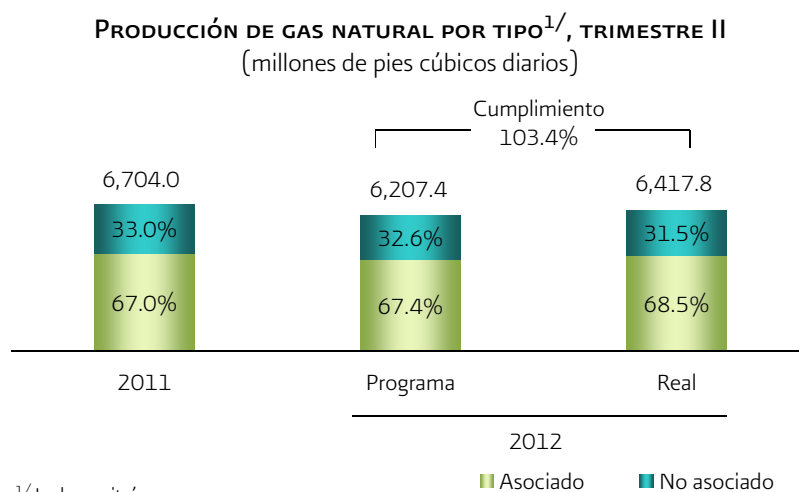
En el periodo enero-junio de 2012, la producción de pesado disminuyó 3.4% respecto al primer semestre del año previo al ubicarse en 1,384.6 miles de barriles diarios debido a la baja en la producción de Cantarell. La extracción de crudo ligero fue 831.5 miles de barriles diarios, 4.6% más que el primer semestre del año anterior, la producción de superligero alcanzó 322.3 miles de barriles diarios, 4.1% menor al periodo mencionado.

#### **GAS NATURAL**

En el segundo trimestre de 2012, la producción de gas natural fue 6,417.8 millones de pies cúbicos diarios, 4.3% menor a la de igual periodo del año anterior, esta cifra incluye 743 millones de pies cúbicos diarios de nitrógeno, que se obtiene asociado al gas natural y que constituye un compuesto no deseado. Todas las regiones, con excepción de la Marina Suroeste, disminuyeron su producción. El cumplimiento de la meta del trimestre fue 103.4%.

- La producción de gas asociado disminuyó 2.2% al promediar 4,396.3 millones de pies cúbicos diarios, si se compara con el segundo trimestre de 2011. De este total, 743 millones de pies cúbicos diarios fueron de nitrógeno. La producción aumentó en todas las regiones, con excepción de la Región Marina Noreste; los activos que reportaron menor producción fueron Cantarell, Abkatún-Pol Chuc, Samaria-Luna, Ku-Maloob-Zaap y Veracruz, originado por la declinación natural de los campos. Respecto al programa se tuvo un cumplimiento de 105.1%.

- La producción de gas no asociado fue 2,021.5 millones de pies cúbicos diarios, 8.5% menos que en el segundo trimestre del año previo, principalmente por la disminución de la producción de 124.8 millones de pies cúbicos diarios en el activo Veracruz, debido a la reducción en el número de pozos terminados y a la declinación natural, así como de 38.6 millones de pies cúbicos diarios en el activo Macuspana-Muspac, ocasionado por el retraso en el número de pozos terminados de los proyectos San Manuel y Cactus Sitio Grande. El cumplimiento del programa fue 99.9%.



<sup>1/</sup> Incluye nitrógeno.  
Fuente: Base de Datos Institucional.

El comportamiento por regiones fue el siguiente:

- **REGIÓN MARINA NORESTE.** En el segundo trimestre de 2012, la extracción alcanzó 1,339 millones de pies cúbicos diarios, 10.9% menor al obtenido el mismo periodo del año anterior, principalmente por la declinación natural y menor extracción de la zona de transición del proyecto Cantarell y ajuste por alto flujo fraccional de agua. El cumplimiento del programa del periodo fue 110.2%.
- **REGIÓN MARINA SUROESTE.** Se obtuvieron 1,222.8 millones de pies cúbicos diarios de gas, 0.2% más que en abril-junio de 2011, como resultado de la mayor producción asociada a la terminación de pozos del proyecto Yaxché y a la optimización de la explotación de pozos en el

activo Litoral de Tabasco. Con respecto al programa el cumplimiento fue 102.7%, debido a las causas anteriores y a la mayor producción base en los proyectos Chuc y Caan del activo Abkatún-Pol-Chuc.

**PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL POR REGIÓN Y ACTIVO**  
(millones de pies cúbicos diarios)

CONCEPTO	TRIMESTRE II					ENERO-JUNIO				
	2011	2012		VAR. (%) 12/11	CUMPL. (%) REAL/PROG.	2011	2012		VAR. (%) 12/11	CUMPL. (%) REAL/PROG.
		PROG.	REAL				PROG.	REAL		
<b>TOTAL <sup>1/</sup></b>	<b>6,704.0</b>	<b>6,207.4</b>	<b>6,417.8</b>	<b>-4.3</b>	<b>103.4</b>	<b>6,761.8</b>	<b>6,273.6</b>	<b>6,399.1</b>	<b>-5.4</b>	<b>102.0</b>
Asociado	4,494.6	4,183.8	4,396.3	-2.2	105.1	4,507.0	4,224.5	4,353.3	-3.4	103.0
No asociado	2,209.4	2,023.6	2,021.5	-8.5	99.9	2,254.7	2,049.1	2,045.7	-9.3	99.8
<b>REGIÓN MARINA NORESTE</b>	<b>1,502.8</b>	<b>1,215.3</b>	<b>1,339.0</b>	<b>-10.9</b>	<b>110.2</b>	<b>1,505.0</b>	<b>1,249.6</b>	<b>1,317.2</b>	<b>-12.5</b>	<b>105.4</b>
Cantarell	1,166.8	869.2	1,003.6	-14.0	115.5	1,168.9	903.0	990.9	-15.2	109.7
Ku-Maloob-Zaap	336.0	346.1	335.5	-0.1	96.9	336.1	346.6	326.4	-2.9	94.2
<b>REGIÓN MARINA SUROESTE</b>	<b>1,220.1</b>	<b>1,190.6</b>	<b>1,222.8</b>	<b>0.2</b>	<b>102.7</b>	<b>1,226.8</b>	<b>1,196.3</b>	<b>1,216.2</b>	<b>-0.9</b>	<b>101.7</b>
Abkatún-Pol-Chuc	576.1	487.0	502.6	-12.8	103.2	596.6	502.0	498.1	-16.5	99.2
Litoral de Tabasco	644.0	703.6	720.2	11.8	102.4	630.2	694.3	718.1	13.9	103.4
<b>REGIÓN SUR</b>	<b>1,696.9</b>	<b>1,701.1</b>	<b>1,659.8</b>	<b>-2.2</b>	<b>97.6</b>	<b>1,712.4</b>	<b>1,708.9</b>	<b>1,660.4</b>	<b>-3.0</b>	<b>97.2</b>
Cinco Presidentes	116.8	116.5	114.7	-1.8	98.5	117.0	117.2	115.6	-1.2	98.6
Bellota-Jujo	293.2	280.1	302.1	3.0	107.9	298.0	277.4	297.3	-0.2	107.2
Samaria-Luna	708.8	735.3	703.4	-0.8	95.7	723.6	747.5	702.5	-2.9	94.0
Macuspana-Muspac	578.2	569.2	539.6	-6.7	94.8	573.8	566.9	544.9	-5.0	96.1
<b>REGIÓN NORTE</b>	<b>2,284.2</b>	<b>2,100.4</b>	<b>2,196.2</b>	<b>-3.9</b>	<b>104.6</b>	<b>2,317.6</b>	<b>2,118.8</b>	<b>2,205.2</b>	<b>-4.8</b>	<b>104.1</b>
Burgos	1,327.5	1,280.2	1,314.0	-1.0	102.6	1,347.8	1,288.2	1,313.7	-2.5	102.0
Poza Rica-Altamira	114.5	115.2	122.8	7.2	106.6	114.5	116.7	120.5	5.2	103.3
Aceite Terciario del Golfo	111.3	111.4	153.6	38.0	137.9	105.4	105.0	147.7	40.1	140.7
Veracruz	730.8	593.7	605.9	-17.1	102.1	749.9	608.8	623.4	-16.9	102.4
<b>NITRÓGENO</b>	<b>766.6</b>	<b>423.0</b>	<b>743.0</b>	<b>-3.1</b>	<b>175.7</b>	<b>710.2</b>	<b>440.7</b>	<b>690.8</b>	<b>-2.7</b>	<b>156.8</b>
<b>GAS NATURAL SIN NITRÓGENO</b>	<b>5,937.4</b>	<b>5,784.5</b>	<b>5,674.8</b>	<b>-4.4</b>	<b>98.1</b>	<b>6,051.6</b>	<b>5,832.9</b>	<b>5,708.3</b>	<b>-5.7</b>	<b>97.9</b>

<sup>1/</sup> Incluye bióxido de carbono y nitrógeno.

La suma de los parciales puede no coincidir con el total debido al redondeo de las cifras.

Fuente: Base de Datos Institucional.

- **REGIÓN SUR.** La producción fue 1,659.8 millones de pies cúbicos diarios, 2.2% menor a la reportada en el periodo abril-junio de 2011, en particular por el retraso en el número de pozos terminados de los proyectos San Manuel y Cactus Sitio Grande del activo Macuspana-Muspac y declinación natural de la producción en el activo Samaria-Luna. El cumplimiento del programa trimestral fue 97.6%, por las causas señaladas, también por la menor producción base a la esperada en el proyecto Antonio J. Bermúdez y por ajuste por alto flujo fraccional de agua en los proyectos Delta del Grijalva y Antonio J. Bermúdez del activo Samaria-Luna.
- **REGIÓN NORTE.** La extracción de gas promedió 2,196.2 millones de pies cúbicos diarios, 3.9% inferior a la obtenida en el segundo trimestre de 2011, principalmente por la reducción de 17.1% de la producción en el activo Veracruz, debido a la reducción en el número de pozos terminados. El cumplimiento del programa trimestral fue 104.6%, resultado de la mayor producción asociada al incremento en el número de pozos terminados e interconectados en el activo Aceite Terciario del Golfo, aunado al incremento en los activos Burgos, Veracruz y Poza Rica-Altamira.

En el segundo trimestre de 2012, el aprovechamiento de gas fue 98.3% (sin incluir nitrógeno), 2.8 puntos porcentuales más que en abril-junio de 2011, como resultado de la construcción de infraestructura para el manejo y transporte de gas en plataformas marinas, la implementación y consolidación del sistema de confiabilidad operacional, así como a las acciones emprendidas en el proyecto Cantarell para administrar la explotación de la zona de transición. El aprovechamiento fue 0.3 puntos porcentuales superior a la meta del trimestre, debido a las acciones emprendidas en la Región Marina Noreste para administrar la explotación de la zona de transición.

- El volumen de gas enviado a la atmósfera fue 111.7 millones de pies cúbicos diarios, volumen que no incluye 6 millones de pies cúbicos diarios de nitrógeno.

En el primer semestre de 2012, la producción de gas natural disminuyó 5.4% respecto al mismo periodo del año previo al registrar 6,399.1 millones de pies cúbicos diarios, cifra que incluye 690.8 millones de pies cúbicos diarios de nitrógeno. Todas las regiones reportaron una disminución en su producción. El cumplimiento de la meta semestral fue 102%, debido a la mayor producción base a la esperada, así como a la alta relación gas-aceite en proyectos de las regiones Norte y Marina Suroeste.

- La producción de gas asociado promedió 4,353.3 millones de pies cúbicos diarios (incluye nitrógeno), 3.4% menos que en los primeros seis meses de 2011. La producción disminuyó en los activos Cantarell y Ku-Maloob-Zaap de la Región Marina Noreste debido a la declinación natural del yacimiento, además de los altos flujos fraccionales de agua en Abkatún-Pol-Chuc de la Región Marina Suroeste, específicamente en los proyectos Ixtal-Manik y Caan; y en Samaria-Luna y Bellota Jujo de la Región Sur, por declinación natural en campos

del proyecto Antonio J. Bermúdez. El cumplimiento del programa semestral fue 103%. La producción de gas asociado sin incluir nitrógeno fue 3,662.5 millones de pies cúbicos diarios.

- La producción de gas no asociado fue 2,045.7 millones de pies cúbicos diarios, 9.3% inferior a la del primer semestre de 2011, por la disminución de 126.3 millones de pies cúbicos diarios en la producción del activo Veracruz (debido a la declinación natural del yacimiento), de 37.2 millones de pies cúbicos diarios en el activo Macuspana-Muspac (por menor producción base a la esperada en el proyecto Cuenca de Macuspana) y de 34.2 millones de pies cúbicos diarios en el activo Burgos, provocado por una reducción en la actividad de perforación de desarrollo y por falta de supervisión y mantenimiento a pozos. El cumplimiento de la meta semestral fue 99.8%.

En el primer semestre de 2012, el aprovechamiento de gas natural fue 98.1% (sin incluir nitrógeno), registrando un aumento de 2.3 puntos porcentuales respecto al mismo periodo de 2011, como resultado de las acciones realizadas en el activo Cantarell para administrar la explotación en la zona de transición, a la construcción de infraestructura para el manejo y transporte de gas natural en plataformas marinas y al incremento de la confiabilidad operativa de los equipos existentes para el manejo de gas.

- El volumen de gas enviado a la atmósfera fue 124.5 millones de pies cúbicos diarios, sin considerar 10.9 millones de pies cúbicos diarios de nitrógeno.

#### **1.4 PROCESO DE GAS NATURAL Y LÍQUIDOS DEL GAS**

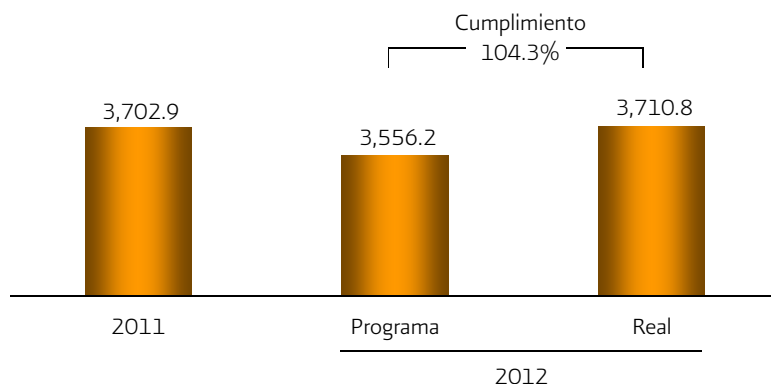
Durante el segundo trimestre de 2012, el proceso de gas húmedo promedió 4,506.8 millones de pies cúbicos diarios (76.6% húmedo amargo y 23.4% húmedo dulce), 1.1% inferior al registrado en el mismo periodo del año anterior, que se explica por una menor oferta de gas húmedo amargo por parte de Pemex-Exploración y Producción, tanto del gas proveniente de la región marina como del gas del Mesozoico, el cumplimiento de la meta fue 102.5%, originado por el mayor recibo de gas húmedo dulce de la Región Norte y de gas húmedo amargo de Poza Rica. En ese mismo periodo se procesaron 47.7 miles de barriles diarios de condensados, 17.5% menos que en el segundo trimestre de 2011, como resultado de la menor oferta de condensados en las regiones marinas y norte, respecto a la meta el cumplimiento fue 78.3%.

De abril a junio de 2012 la producción de gas seco alcanzó 3,710.8 millones de pies cúbicos diarios, 0.2% superior a la del mismo periodo del año previo, lo que significó 104.3% de cumplimiento de la meta, resultado del incremento en el recibo de gas húmedo dulce en Burgos y por el menor contenido de licuables en la corriente de gas húmedo amargo en Poza Rica.



**ELABORACIÓN DE GAS SECO, TRIMESTRE II**

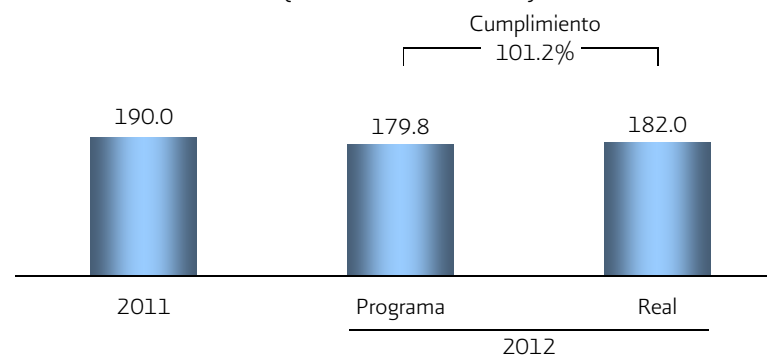
(millones de pies cúbicos diarios)



Fuente: Base de Datos Institucional.

**ELABORACIÓN DE GAS LICUADO EN LOS COMPLEJOS**
**PROCESADORES DE GAS, TRIMESTRE II**

(miles de barriles diarios)



La obtención de productos del fraccionamiento de los líquidos del gas y de los condensados (etano, gas licuado, gasolinas naturales, además de los líquidos del Complejo Procesador de Gas Arenque) disminuyó 5.1% respecto al segundo trimestre de 2011, al promediar 381.8 miles de barriles diarios. El cumplimiento de la meta del trimestre fue 99.1% a causa del menor recibo de gas húmedo amargo marino y Mesozoico, así como de condensados amargos y dulces. Es importante hacer notar que el etano y las gasolinas naturales o naftas son petroquímicos básicos, por lo que su producción también se reporta en el apartado correspondiente, mientras que los líquidos del Complejo Procesador de Gas Arenque se envían al Sistema Nacional de Refinación (SNR) para su proceso.

- Durante el segundo trimestre la producción de gas licuado en los complejos procesadores de gas disminuyó 4.2% al registrar 182 mil barriles diarios (no incluye el gas licuado del SNR, que se obtiene de la refinación del petróleo crudo, ni el del Campo Nejo de Pemex-Exploración y Producción); representó 101.2% del programa. La recuperación de propano, uno de los componentes del gas licuado, en los complejos procesadores de gas alcanzó 95.7%, 1.5 puntos porcentuales menor respecto al segundo trimestre del año anterior.
- De etano se obtuvieron 121 mil barriles diarios, 2.7% inferior al reportado el mismo periodo del año previo, el cumplimiento del programa del trimestre fue 98.2%.

- La obtención de gasolinas naturales (naftas) promedió 77.2 miles de barriles diarios, 10.3% menos que en el mismo periodo de 2011, con un cumplimiento de 95.4% del programa.
- En el Complejo Procesador de Gas Arenque se obtuvieron 1.7 miles de barriles diarios de líquidos, 0.2 miles de barriles diarios más que en el periodo similar del año anterior.

La recuperación de azufre, resultado del endulzamiento de gas y condensados amargos en los complejos procesadores de gas (no incluye la recuperación de azufre en refinerías), fue 154.9 miles de toneladas, 0.8% inferior a abril-junio de 2011, con un cumplimiento de 102.4% del programa, debido a la menor oferta de gas húmedo amargo. Cabe destacar que la producción de azufre forma parte de la producción de petroquímicos desregulados.

**PRODUCCIÓN DE GAS SECO Y GAS LICUADO EN LOS COMPLEJOS PROCESADORES DE GAS**

CONCEPTO	TRIMESTRE II					ENERO-JUNIO				
	2011	2012		VAR. (%) 12/11	CUMPL. (%) REAL/PROG.	2011	2012		VAR. (%) 12/11	CUMPL. (%) REAL/PROG.
		PROG.	REAL				PROG.	REAL		
Gas seco (MMpcd)	3,702.9	3,556.2	3,710.8	0.2	104.3	3,689.9	3,552.9	3,721.3	0.9	104.7
Gas licuado <sup>1/</sup> (Mbd)	190.0	179.8	182.0	-4.2	101.2	189.3	179.5	180.6	-4.6	100.6

1/ Producción de los complejos procesadores de gas. La producción total también incluye la proveniente de refinerías y la del Campo Nejo de Pemex-Exploración y Producción. Con base en esta consideración la producción total de gas licuado en el segundo trimestre de 2012 promedió 210.7 miles de barriles diarios y de enero-junio de 2012 fue 207.9 miles de barriles diarios.

Fuente: Base de Datos Institucional.

En el periodo enero-junio de 2012 se procesaron 4,526.7 millones de pies cúbicos diarios de gas húmedo en los complejos procesadores de gas (76.4% de gas húmedo amargo y 23.6% de gas húmedo dulce), volumen 0.3% menos que lo obtenido en el mismo periodo del año anterior, con un cumplimiento de 103% respecto a la meta del semestre. El proceso de condensados fue 49.4 miles de barriles diarios, 14.2% menor al del mismo periodo del año anterior, con un cumplimiento de 81.7% de la meta.

La producción de gas seco alcanzó 3,721.3 millones de pies cúbicos diarios, 0.9% mayor a la del primer semestre del año anterior, como resultado del incremento en el recibo de gas húmedo dulce en Burgos y por el efecto del aumento en el contenido de metano en la corriente de gas amargo. Del fraccionamiento de líquidos se obtuvieron 377.9 miles de barriles diarios de productos, 5.5% menos que en el periodo equivalente de 2011.

- En el primer semestre de 2012, la producción de gas licuado en los complejos procesadores de gas disminuyó 4.6% al alcanzar 180.6 miles de barriles diarios (no incluye el gas licuado del SNR, ni el de Pemex-Exploración y Producción), 100.6% de lo programado. La recuperación de propano en los complejos procesadores de gas, asociada a este producto alcanzó 95.7%, 1.6 puntos porcentuales menos que en el mismo periodo del año anterior.
- La producción de etano fue 119.3 miles de barriles diarios, 5.5% inferior al primer semestre de 2011, con un cumplimiento de 96.8% de la meta; y la de gasolinas naturales (naftas) 76.3 miles de barriles diarios, 7.5% menos, lo que representó 94.8% de la meta. En el Complejo Procesador de Gas Arenque se obtuvieron 1.7 miles de barriles diarios de líquidos, 0.2 miles de barriles diarios más que en el primer semestre del año previo.

La recuperación de azufre totalizó 313.9 miles de toneladas, 1.4% menor, con un cumplimiento de 104.7% de la meta programada para el semestre.

### **1.5 PRODUCCIÓN DE PETROLÍFEROS Y GAS LICUADO**

En el periodo abril-junio de 2012, el total de crudo procesado en el Sistema Nacional de Refinación (SNR) promedió 1,251.9 miles de barriles diarios, volumen 7.2% superior al del periodo equivalente del año previo, con un cumplimiento de la meta de 93.4%, esta última fue resultado de los siguientes factores:

- Problemática en la operación de la sección de vacío de la planta combinada Maya en la refinería Madero, así como fallas en los servicios auxiliares y de una caldera en la refinería de Salina Cruz, entre abril y mayo.
- Altos inventarios:
  - De gasolina amarga, por baja actividad del catalizador en la planta hidrodesulfuradora de naftas, y de destilados intermedios, por problemática operativa en planta, de la refinería de Cadereyta.
  - De productos intermedios (diesel amargo), por correctivo en planta de la refinería de Minatitlán.
  - De naftas y destilados intermedios, por problemática en la operación de la planta de la refinería de Salina Cruz.

Durante el segundo trimestre de 2012, se procesaron 694.6 miles de barriles diarios de crudo ligero, lo que representó 55.5% del total, 6.8 puntos porcentuales menos de lo procesado el mismo periodo del año anterior y 0.4 puntos porcentuales menor que en el programa del

trimestre. Se procesaron 557.2 miles de barriles diarios de crudo pesado y reconstituido, lo que correspondió a 44.5% del total, 6.8 puntos porcentuales mayor a igual periodo del año previo. Asimismo, no se registró proceso de crudo superligero, lo que tampoco estaba considerado en las metas.

En el primer semestre de 2012, el proceso de crudo en el SNR ascendió a 1,223.1 miles de barriles diarios, 5% superior al procesado en el mismo semestre del año anterior y con 90.8% de cumplimiento de la meta. Por tipo, el proceso de crudo ligero fue 685.1 miles de barriles diarios, que representó 56% del total, proporción 7.4 puntos porcentuales menor a la registrada en el primer semestre de 2011 y 0.3 puntos porcentuales por arriba del estimado en la meta del semestre. De crudo pesado y reconstituido se procesaron 538 mil barriles diarios, equivalente a 44% del total. En el semestre no se registró proceso de crudo superligero.

**PROCESO DE PETRÓLEO CRUDO POR REFINERÍA**  
(miles de barriles diarios)

CONCEPTO	TRIMESTRE II					ENERO-JUNIO				
	2011	2012		VAR. (%) 12/11	CUMPL. (%) REAL/PROG.	2011	2012		VAR. (%) 12/11	CUMPL. (%) REAL/PROG.
		PROG.	REAL				PROG.	REAL		
<b>PROCESO DE CRUDO</b>	<b>1,167.8</b>	<b>1,339.7</b>	<b>1,251.9</b>	<b>7.2</b>	<b>93.4</b>	<b>1,165.0</b>	<b>1,346.8</b>	<b>1,223.1</b>	<b>5.0</b>	<b>90.8</b>
Cadereyta	134.9	194.7	190.8	41.4	98.0	143.2	202.4	192.0	34.1	94.9
Madero	143.5	154.9	150.2	4.7	97.0	128.5	155.2	143.1	11.4	92.2
Minatitlán	153.8	240.2	185.6	20.7	77.3	157.8	240.1	171.5	8.7	71.4
Salamanca	183.9	190.7	172.7	-6.1	90.6	181.8	184.5	169.0	-7.0	91.6
Salina Cruz	277.8	269.3	259.0	-6.8	96.2	277.2	278.8	270.9	-2.3	97.2
Tula	273.9	290.0	293.6	7.2	101.2	276.5	285.9	276.7	0.1	96.8

La suma de los parciales puede no coincidir con el total debido al redondeo de las cifras.

Fuente: Base de Datos Institucional.

En el segundo trimestre de 2012, la producción total de petrolíferos y gas licuado de Petróleos Mexicanos alcanzó 1,455 mil barriles diarios, 5.3% mayor al periodo equivalente del año anterior, con un cumplimiento del programa de 91.7%. Influyó en este comportamiento el mayor proceso de crudo, así como el incremento en la producción en las refinerías de Cadereyta, Minatitlán, Tula y Madero. De este total, además de la producción de Pemex-Refinación, se incluyen 182 mil barriles diarios de gas licuado de los complejos procesadores de gas y 2.8 miles de barriles diarios de gas licuado del campo Nejo de Pemex-Exploración y Producción.

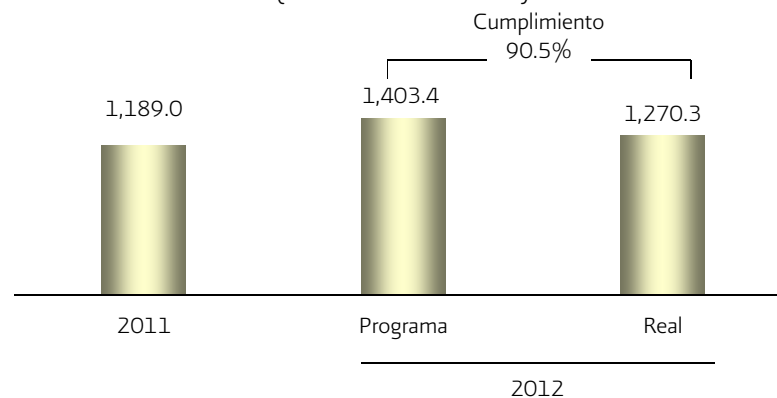
**PRODUCCIÓN TOTAL DE PETROLÍFEROS Y GAS LICUADO**  
(miles de barriles diarios)

ORIGEN	TRIMESTRE II					ENERO-JUNIO				
	2011	2012		VAR. (%) 12/11	CUMPL. (%) REAL/PROG.	2011	2012		VAR. (%) 12/11	CUMPL. (%) REAL/PROG.
		PROG.	REAL				PROG.	REAL		
<b>TOTAL</b>	1,381.8	1,586.7	1,455.0	5.3	91.7	1,385.1	1,587.4	1 432.4	3.4	90.2
Pemex-Refinación	1,189.0	1,403.4	1,270.3	6.8	90.5	1,192.8	1,404.6	1 249.1	4.7	88.9
Pemex-Gas y Petroquímica Básica	190.0	179.8	182.0	-4.2	101.2	189.3	179.5	180.6	-4.6	100.6
Pemex-Exploración y Producción	2.4	2.8	2.8	16.7	100.0	2.3	2.9	2.6	13.0	89.7
Pemex-Petroquímica	0.5	0.7	0.0	-100.0	0.0	0.6	0.4	0.0	-100.0	0.0

Fuente: Base de Datos Institucional.

Durante el segundo trimestre de 2012, la producción aumentó 6.8% en el SNR respecto al mismo periodo de 2011, al promediar 1,270.3 miles de barriles diarios, con un cumplimiento de la meta de 90.5%, por las razones señaladas del proceso de crudo.

**PRODUCCIÓN DE PETROLÍFEROS Y GAS LICUADO EN EL SNR,**  
**TRIMESTRE II**  
(miles de barriles diarios)



Fuente: Base de Datos Institucional.

- La elaboración de gas licuado fue 25.9 miles de barriles diarios, 31.5% superior al segundo trimestre del año previo, con un cumplimiento de la meta de 96.3%. Estos datos no incluyen el gas licuado proveniente de la mezcla de butanos, ya considerado en la producción de los complejos procesadores de gas.
- En el segundo trimestre de 2012, la elaboración de gasolinas promedió 433.4 miles de barriles diarios, volumen 8.6% mayor al del mismo periodo del año previo, con 84.6% de cumplimiento de la meta. Del total 79.7% correspondió a Pemex Magna, 15.7% a Pemex Magna UBA y 4.6% a Pemex Premium. El rendimiento de gasolinas y destilados intermedios (diesel y turbosina) en el SNR fue 63.9%.
- La producción de turbosina promedió 56 mil barriles diarios, 1.6% menos de lo registrado en el mismo periodo de 2011, con un cumplimiento de 94.8% del programa trimestral para el periodo.
- De diesel se elaboraron 311.6 miles de barriles diarios, con un incremento de 15.5% respecto a abril-junio de 2011; el cumplimiento de la meta fue 84.2%. La producción de Diesel UBA fue 76.9 miles de barriles diarios, 8.2% menos que en el mismo trimestre del año previo y representó 24.7% del total.
- La elaboración de combustóleo fue 291.3 miles de barriles diarios, 5.5% menos que en el segundo trimestre del año previo; el cumplimiento de la meta ascendió a 106.6%.
- En el trimestre abril-junio de 2012, los otros petrolíferos promediaron 152 mil barriles diarios, 12.4% más que el segundo trimestre del año anterior, con un cumplimiento de 94% de la meta. Estos productos consideran 64.4 miles de barriles diarios de petróleo crudo equivalente de gas seco de refinerías, 55.5 miles de barriles diarios de coque, 24.6 miles de barriles diarios de asfaltos, 4 mil barriles diarios de lubricantes, 2.7 miles de barriles diarios de aceite cíclico ligero, 0.7 miles de barriles diarios de parafinas y 0.1 miles de barriles diarios de aeroflex.

A lo largo del primer semestre de 2012, el volumen de producción total de petrolíferos y gas licuado de Petróleos Mexicanos y organismos subsidiarios ascendió a 1,432.4 miles de barriles diarios, que equivale a un incremento de 3.4% respecto a la del primer semestre de 2011, con un cumplimiento de 90.2%. En este volumen se incluyen, junto con la producción del SNR, 180.6 miles de barriles diarios de gas licuado procedente de los complejos procesadores de gas y 2.6 miles de barriles diarios obtenidos en el campo Nejo de Pemex-Exploración y Producción.

**PRODUCCIÓN DE PETROLÍFEROS Y GAS LICUADO EN EL SISTEMA NACIONAL DE REFINACIÓN**  
(miles de barriles diarios)

CONCEPTO	TRIMESTRE II					ENERO-JUNIO				
	2011	2012		VAR. (%) 12/11	CUMPL. (%) REAL/PROG.	2011	2012		VAR. (%) 12/11	CUMPL. (%) REAL/PROG.
		PROG.	REAL				PROG.	REAL		
<b>TOTAL</b>	1,189.0	1,403.4	1,270.3	6.8	90.5	1,192.8	1,404.6	1,249.1	4.7	88.9
<b>GAS LICUADO</b>	19.7	26.9	25.9	31.5	96.3	19.6	27.2	24.7	26.0	90.8
<b>GASOLINAS</b>	399.1	512.5	433.4	8.6	84.6	405.9	505.5	427.1	5.2	84.5
Pemex Magna	329.9	398.4	345.2	4.6	86.6	333.4	389.1	344.0	3.2	88.4
Pemex Magna UBA	52.5	83.0	68.1	29.7	82.0	57.8	84.3	64.0	10.7	75.9
Pemex Premium	15.0	30.7	20.1	34.0	65.5	13.3	31.8	19.1	43.6	60.1
Otras <sup>1/</sup>	1.7	0.3	0.0	-100.0	-	1.4	0.2	0.0	-100.0	0.0
<b>TURBOSINA</b>	56.9	59.1	56.0	-1.6	94.8	56.7	59.5	56.9	0.4	95.6
<b>DIESEL</b>	269.8	369.9	311.6	15.5	84.2	274.2	376.1	306.3	11.7	81.4
Pemex Diesel	185.8	273.7	234.2	26.0	85.6	185.8	277.9	235.8	26.9	84.9
Pemex Diesel UBA	83.8	92.3	76.9	-8.2	83.3	88.3	94.3	70.3	-20.4	74.5
Otros	0.2	3.9	0.5	150.0	12.8	0.1	3.9	0.2	100.0	5.1
<b>COMBUSTÓLEO</b>	308.3	273.3	291.3	-5.5	106.6	309.1	274.3	282.7	-8.5	103.1
<b>OTROS PETROLÍFEROS <sup>2/</sup></b>	135.2	161.7	152.0	12.4	94.0	127.3	161.9	151.4	18.9	93.5

1/ No incluye gasnafta de Pemex-Petroquímica.

2/ Incluye coque, asfaltos, lubricantes, parafinas, extracto furfural, aceite cíclico ligero a exportación y gas seco de refinerías.

La suma de los parciales puede no coincidir debido al redondeo.

Fuente: Base de Datos Institucional.

En el primer semestre de 2012, se produjeron 1,249.1 miles de barriles diarios de productos petrolíferos en el SNR, volumen 4.7% mayor al del mismo periodo de 2011, debido al aumento en el proceso de crudo. Respecto a la meta, representó un cumplimiento de 88.9%.

- De gas licuado se elaboraron 24.7 miles de barriles diarios, 26% más que en el primer semestre del año previo, con un cumplimiento de la meta de 90.8%. Estos datos no incluyen el gas licuado proveniente de la mezcla de butanos.
- La elaboración de gasolinas en el primer semestre de 2012 promedió 427.1 miles de barriles diarios, 5.2% mayor al del trimestre similar del año previo. La gasolina Pemex Magna representó 80.5% del total, la Pemex Magna UBA 15% y la Pemex Premium 4.5%. El rendimiento de gasolinas y destilados intermedios (diesel y turbosina) en el SNR fue 64.5%.

- La turbosina registró una elaboración promedio de 56.9 miles de barriles diarios, 0.4% por arriba de lo registrado en el mismo periodo de 2011, con un cumplimiento de 95.6% del programa para el primer semestre.
- En el caso del diesel se elaboraron 306.3 miles de barriles diarios, que representa un aumento de 11.7% respecto a enero-junio del año anterior; el cumplimiento de la meta fue 81.4%. La producción de Pemex Diesel UBA fue 70.3 miles de barriles diarios, con una disminución de 20.4% respecto a la del mismo semestre del año previo y representó 23% del total.
- La elaboración de combustóleo ascendió a 282.7 miles de barriles diarios, lo que representa una disminución de 8.5% respecto a enero-junio de 2011, aunque supera 3.1% la meta.

En el semestre enero-junio, los otros petrolíferos promediaron 151.4 miles de barriles diarios, 18.9% por arriba de lo registrado en el mismo periodo del año previo, con un cumplimiento de 93.5% de la meta. Los productos que intervienen en esta clasificación son: 65.4 miles de barriles diarios de petróleo crudo equivalente de gas seco de refinerías, 51.1 miles de barriles diarios de coque, 23.2 miles de barriles diarios de asfaltos, 3.7 miles de barriles diarios de lubricantes, 6.9 miles de barriles diarios de aceite cíclico ligero, 0.8 miles de barriles diarios de parafinas, 0.1 miles de barriles diarios de extracto de furfural y 0.1 miles de barriles diarios de aeroflex.

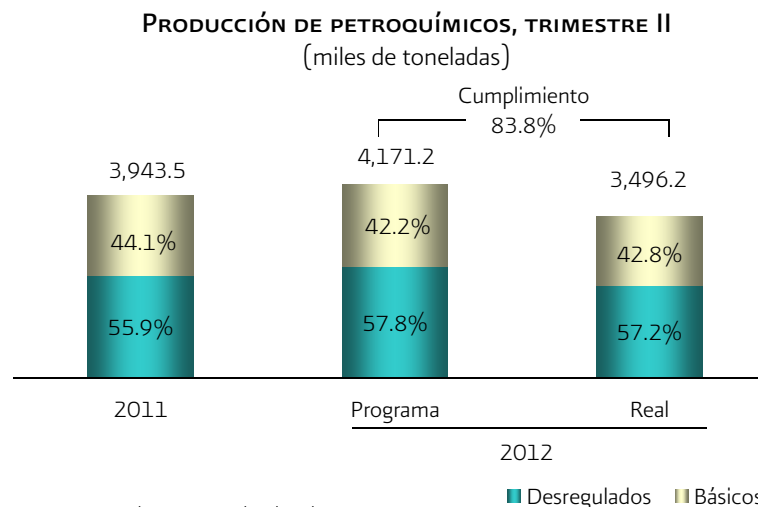
### **1.6 PRODUCCIÓN DE PETROQUÍMICOS**

En el periodo abril-junio de 2012, la producción de petroquímicos totalizó 3,496.2 miles de toneladas, con una reducción de 11.3% respecto al mismo periodo del año previo, 42.8% correspondió a petroquímicos básicos y 57.2% a desregulados. Con relación al programa trimestral se alcanzó un cumplimiento de 83.8%.

- En el segundo trimestre de 2012, la utilización de la capacidad instalada de Pemex-Petroquímica alcanzó 65%, inferior 21 puntos porcentuales a lo reportado en el mismo periodo del año previo, debido principalmente a que en el Complejo Petroquímico La Cangrejera las corridas de prueba de la planta de regeneración continua de catalizador (CCR, por sus siglas en inglés), originalmente programada para iniciar en la segunda quincena de marzo no se efectuó, por lo que el tren de aromáticos y las preparadoras de carga, permanecieron fuera de operación durante este periodo abril-junio. Por otra parte, la utilización de capacidad en el Complejo Petroquímico Cosoleacaque resultó superior a la meta y al 2011, debido a que la capacidad nominal de producción en este trimestre abril-junio incluye el mantenimiento anual de una planta de amoniaco, mismo que no se ha realizado. La utilización de la capacidad de Complejo Petroquímico Pajaritos superó en 12 puntos porcentuales lo logrado en el mismo periodo del año anterior; sin embargo, resultó inferior en 12 puntos respecto a la meta, por la



operación a baja carga de la planta derivados clorados III durante abril, debido a la limpieza de un horno, y la operación a baja carga de la planta de etileno derivado principalmente de la contingencia ferroviaria que se presentó en la segunda quincena de junio.



La producción de petroquímicos básicos fue 1,495.3 miles de toneladas, 13.9% inferior al segundo trimestre de 2011, con un cumplimiento de 84.9% de la meta. Cabe señalar que Pemex-Petroquímica no participó en la elaboración de estos productos durante el primer semestre de 2012, debido a que se llevaron a cabo los trabajos de integración, pruebas y puesta en operación de equipos de la nueva planta reformadora CCR Platforming del Complejo Petroquímico Cangrejera. En consecuencia, Pemex-Gas y Petroquímica Básica participó en la producción de 91.7% de los petroquímicos básicos y Pemex-Refinación produjo el restante 8.3%.

- La producción de Pemex-Gas y Petroquímica Básica fue 6.1% menor a la del mismo semestre del año previo, debido a una menor oferta de gas húmedo amargo. En Pemex-Refinación la producción de materia prima para negro de humo se incrementó 26.8% en relación con el mismo semestre de 2011, este organismo subsidiario inició la comercialización de este producto en mayo de 2012. En cuanto al cumplimiento de 74.7% de la meta, éste se dio como resultado de problemas operativos que se han presentado en las refinerías de Madero y Cadereyta.

**PRODUCCIÓN DE PETROQUÍMICOS BÁSICOS**  
(miles de toneladas)

CONCEPTO	TRIMESTRE II					ENERO-JUNIO				
	2011	2012		VAR. (%) 12/11	CUMPL. (%) REAL/PROG.	2011	2012		VAR. (%) 12/11	CUMPL. (%) REAL/PROG.
		PROG.	REAL				PROG.	REAL		
<b>TOTAL</b>	<b>1,737.3</b>	<b>1,760.7</b>	<b>1,495.3</b>	<b>-13.9</b>	<b>84.9</b>	<b>3,413.8</b>	<b>3,381.5</b>	<b>2,956.3</b>	<b>-13.4</b>	<b>87.4</b>
<b>PEMEX-GAS Y PETROQUÍMICA BÁSICA</b>	<b>1,474.7</b>	<b>1,418.4</b>	<b>1,371.4</b>	<b>-7.0</b>	<b>96.7</b>	<b>2,885.9</b>	<b>2,828.2</b>	<b>2,708.6</b>	<b>-6.1</b>	<b>95.8</b>
Naftas (gasolina natural)	830.4	780.4	744.8	-10.3	95.4	1,584.4	1,553.0	1,472.4	-7.1	94.8
Etano	644.3	638.0	626.6	-2.7	98.2	1,301.5	1,275.2	1,236.1	-5.0	96.9
<b>PEMEX-REFINACIÓN</b>	<b>93.7</b>	<b>157.0</b>	<b>123.9</b>	<b>32.2</b>	<b>78.9</b>	<b>195.4</b>	<b>331.8</b>	<b>247.8</b>	<b>26.8</b>	<b>74.7</b>
Materia prima-negro de humo	93.7	157.0	123.9	32.2	78.9	195.4	331.8	247.8	26.8	74.7
<b>PEMEX-PETROQUÍMICA</b>	<b>168.8</b>	<b>185.3</b>	<b>0.0</b>	<b>-100.0</b>	<b>0.0</b>	<b>332.5</b>	<b>221.5</b>	<b>0.0</b>	<b>-100.0</b>	<b>0.0</b>
Butanos	13.8	10.3	0.0	-100.0	0.0	25.3	12.3	0.0	-100.0	0.0
Pentanos	137.5	162.5	0.0	-100.0	0.0	272.3	194.3	0.0	-100.0	0.0
Hexano	11.9	10.5	0.0	-100.0	0.0	25.0	12.6	0.0	-100.0	0.0
Heptano	5.7	1.9	0.0	-100.0	0.0	10.0	2.3	0.0	-100.0	0.0

La suma de los parciales puede no coincidir debido al redondeo.

Fuente: Base de Datos Institucional.

En el segundo trimestre de 2012 se elaboraron 2,000.9 miles de toneladas de petroquímicos desregulados, con una reducción de 9.3% con respecto a lo reportado en el mismo periodo de 2011. En los complejos petroquímicos se obtuvieron 1,621.6 miles de toneladas, en refinerías 224.4 miles de toneladas (propileno y azufre) y 154.9 miles de toneladas de azufre en los complejos procesadores de gas.

El comportamiento por cadenas de la producción en Pemex-Petroquímica, durante abril a junio de 2012 fue el siguiente:

- La producción de **DERIVADOS DEL METANO** fue 600.7 miles de toneladas, 13.9% menor con respecto al mismo trimestre del año previo, debido principalmente a que en este periodo se realizó el mantenimiento de una planta de amoníaco. El cumplimiento de la meta del segundo trimestre de 2012 fue 116.7%.
- La elaboración de **DERIVADOS DEL ETANO** fue 781.4 miles de toneladas, 2.5% superior respecto al mismo periodo del año anterior, con un cumplimiento 94.6% de la meta. Esto debido al incremento en la producción de dicloroetano y de cloruro de vinilo. Con respecto a la meta, la reducción de 5.4%, se debió principalmente a que en la segunda quincena de junio ocurrió una interrupción del tránsito ferroviario, ocasionado por la caída de dos puentes a consecuencia del paso del huracán Carlota, lo que afectó la producción de etileno y derivados; adicionalmente, la planta clorados III operó durante abril a baja carga, por la limpieza a un horno.

**PRODUCCIÓN DE PETROQUÍMICOS DESREGULADOS**  
(miles de toneladas)

CONCEPTO	TRIMESTRE II					ENERO-JUNIO				
	2011	2012		VAR. (%) 12/11	CUMPL. (%) REAL/PROG.	2011	2012		VAR. (%) 12/11	CUMPL. (%) REAL/PROG.
		PROG.	REAL				PROG.	REAL		
<b>TOTAL</b>	<b>2,206.3</b>	<b>2,410.5</b>	<b>2,000.9</b>	<b>-9.3</b>	<b>83.0</b>	<b>4,538.7</b>	<b>4,666.3</b>	<b>4,120.5</b>	<b>-9.2</b>	<b>88.3</b>
<b>PEMEX-PETROQUÍMICA</b>	<b>1,867.4</b>	<b>1,980.6</b>	<b>1,621.6</b>	<b>-13.2</b>	<b>81.9</b>	<b>3,867.4</b>	<b>3,791.9</b>	<b>3,354.5</b>	<b>-13.3</b>	<b>88.5</b>
<b>DERIVADOS DEL METANO</b>	<b>527.5</b>	<b>514.6</b>	<b>600.7</b>	<b>13.9</b>	<b>116.7</b>	<b>1,194.4</b>	<b>1,143.7</b>	<b>1,264.2</b>	<b>5.8</b>	<b>110.5</b>
Amoníaco	192.0	203.4	220.9	15.1	108.6	451.8	460.0	477.0	5.6	103.7
Anhídrido carbónico	300.6	270.3	336.3	11.9	124.4	672.8	601.8	708.4	5.3	117.7
Metanol	34.9	41.0	43.5	24.6	106.1	69.9	81.9	78.9	12.9	96.3
<b>DERIVADOS DEL ETANO</b>	<b>762.0</b>	<b>826.1</b>	<b>781.4</b>	<b>2.5</b>	<b>94.6</b>	<b>1,551.3</b>	<b>1,670.2</b>	<b>1,580.2</b>	<b>1.9</b>	<b>94.6</b>
Cloruro de vinilo	48.0	66.4	57.3	19.4	86.3	108.2	132.9	126.7	17.1	95.3
Dicloroetano	78.7	107.6	94.3	19.8	87.6	176.2	215.3	205.3	16.5	95.4
Etileno	312.2	332.2	307.1	-1.6	92.4	617.9	664.3	605.7	-2.0	91.2
Glicoles etilénicos	46.4	47.5	49.0	5.6	103.2	92.6	95.1	100.3	8.3	105.5
Óxido de etileno	93.8	96.2	98.7	5.2	102.6	193.6	192.6	200.5	3.6	104.1
Polietilenos	183.0	176.2	175.0	-4.4	99.3	362.7	370.0	341.7	-5.8	92.4
<b>PROPILENO Y DERIVADOS</b>	<b>22.0</b>	<b>22.9</b>	<b>12.0</b>	<b>-45.5</b>	<b>52.4</b>	<b>40.5</b>	<b>42.5</b>	<b>30.9</b>	<b>-23.7</b>	<b>72.7</b>
Acetonitrilo	0.3	0.8	0.1	-66.7	12.5	1.7	1.5	0.3	-82.4	20.0
Ácido cianhídrico	1.7	1.6	0.9	-47.1	56.3	2.9	2.9	2.3	-20.7	79.3
Acrilonitrilo	15.5	15.9	7.7	-50.3	48.4	26.5	29.0	20.6	-22.3	71.0
Propileno	4.6	4.6	3.3	-28.3	71.7	9.4	9.1	7.8	-17.0	85.7
<b>AROMÁTICOS Y DERIVADOS</b>	<b>274.9</b>	<b>320.6</b>	<b>0.0</b>	<b>-100.0</b>	<b>-</b>	<b>502.4</b>	<b>383.1</b>	<b>17.4</b>	<b>-96.5</b>	<b>4.5</b>
Aromáticos pesados	2.0	1.7	0.0	-100.0	-	3.7	1.9	0.0	-100.0	-
Aromina 100	11.1	3.9	0.0	-100.0	-	21.8	4.7	0.0	-100.0	-
Benceno	34.8	34.2	0.0	-100.0	-	68.2	40.9	0.0	-100.0	-
Estireno	39.0	39.2	0.0	-100.0	-	70.6	46.8	8.2	-88.4	17.5
Etilbenceno	44.1	45.0	0.0	-100.0	-	79.3	53.8	9.0	-88.7	16.7
Fluxoil	0.8	1.1	0.0	-100.0	-	1.4	1.4	0.3	-78.6	21.4
Hidrocarburo de alto octano	71.2	121.6	0.0	-100.0	-	119.1	145.3	0.0	-100.0	-
Tolueno	45.7	49.6	0.0	-100.0	-	86.7	59.3	0.0	-100.0	-
Xilenos	26.2	24.4	0.0	-100.0	-	51.6	29.1	0.0	-100.0	-
<b>OTROS</b>	<b>280.9</b>	<b>296.3</b>	<b>227.6</b>	<b>-19.0</b>	<b>76.8</b>	<b>578.8</b>	<b>552.3</b>	<b>461.7</b>	<b>-20.2</b>	<b>83.6</b>
<b>PEMEX-REFINACIÓN</b>	<b>182.8</b>	<b>278.8</b>	<b>224.4</b>	<b>22.8</b>	<b>80.5</b>	<b>353.0</b>	<b>574.7</b>	<b>452.1</b>	<b>28.1</b>	<b>78.7</b>
Anhídrido carbónico	4.2	0.0	3.7	-11.9	-	7.5	0.0	6.6	-12.0	-
Azufre	85.1	120.5	117.6	38.2	97.6	158.0	247.1	226.5	43.4	91.7
Isopropanol	0.9	2.9	0.2	-77.8	6.9	2.5	5.7	1.8	-28.0	31.6
Propano-propileno	0.0	32.4	0.0	-	-	0.0	66.0	0.0	-	-
Propileno	92.6	123.1	102.9	11.1	83.6	185.0	255.9	217.1	17.4	84.8
<b>PEMEX-GAS Y PETROQUÍMICA BÁSICA</b>	<b>156.1</b>	<b>151.2</b>	<b>154.9</b>	<b>-0.8</b>	<b>102.4</b>	<b>318.3</b>	<b>299.7</b>	<b>313.9</b>	<b>-1.4</b>	<b>104.7</b>
Azufre	156.1	151.2	154.9	-0.8	102.4	318.3	299.7	313.9	-1.4	104.7

La suma de los parciales puede no coincidir debido al redondeo.  
Fuente: Base de Datos Institucional.

- Con relación a la cadena de **AROMÁTICOS Y DERIVADOS** en el periodo abril-junio de 2012, el tren de aromáticos y las plantas preparadoras de carga permanecieron fuera de operación, por la integración de la planta de regeneración continua de catalizador (CCR, por sus siglas en inglés).
- La elaboración de la cadena de **PROPILENO Y DERIVADOS** fue 12 mil toneladas, con una reducción de 45.5% respecto al segundo trimestre de 2011, con un cumplimiento de 52.4% de la meta. En este caso, la planta de acilonitrilo reinició operaciones el 7 de abril, después de permanecer detenida por falta de materia prima, debido a restricciones en el balance de vapor de la refinería de Minatitlán; asimismo desde el 22 de mayo y durante junio, esta planta permaneció fuera de operación debido a bajos retiros de los clientes.
- **OTROS PRODUCTOS.** Se obtuvieron 227.6 miles de toneladas, 19% menos que en el segundo trimestre de 2011. Con relación a la meta el cumplimiento fue 76.8%

En el primer semestre de 2012, la producción de petroquímicos alcanzó 7,076.8 miles de toneladas, con una disminución de 11% respecto al mismo periodo del año anterior y con un cumplimiento del programa de 87.9%.

- La producción de **PETROQUÍMICOS BÁSICOS** fue 2,956.3 miles de toneladas, 13.4% menor al primer semestre del año previo, con un cumplimiento de 87.4% de la meta.
- La elaboración de **PETROQUÍMICOS DESREGULADOS** fue 4,120.5 miles de toneladas, 9.2% menos que en el mismo periodo de 2011. En los complejos petroquímicos se obtuvieron 3,354.5 miles de toneladas, en refinerías 452.1 miles de toneladas (destacan el propileno y azufre), y 313.9 miles de toneladas de azufre en los complejos procesadores de gas.

### **1.7 MERCADO INTERNO**

El Indicador General de la Actividad Económica en México, publicado por el Instituto Nacional de Estadística y Geografía (INEGI), experimentó durante el primer semestre de 2012 un crecimiento de 3.8% en términos reales con relación al mismo periodo de 2011, como resultado de los incrementos observados en los tres grandes grupos de actividades que lo conforman. Las actividades primarias tuvieron un avance de 16%, por el impulso del crecimiento en la agricultura. La producción de las actividades secundarias se incrementó 3.7% en términos reales a fines de junio de 2012, respecto al mismo mes del año anterior, como resultado de las alzas en los subsectores que integran estas actividades. Las actividades terciarias crecieron 3.6% a tasa anual en el mes en cuestión, producto del desempeño favorable de las Instituciones relacionadas con el comercio y la prestación de servicios.

El crecimiento que experimentó la actividad económica al cierre del primer semestre de 2012, en medio del panorama recesivo que priva en las principales economías europeas, con las consecuentes presiones que consiguieron disminuir el valor del peso mexicano en relación al dólar de Estados Unidos, al mismo tiempo que se presentó una tendencia a la baja en los precios internacionales del petróleo, es una manifestación de la fortaleza de la economía nacional. Estas condiciones constituyen un indicador positivo para la actividad de Petróleos Mexicanos, sobre todo ante un panorama en el que se empiezan a revertir los efectos negativos en el tipo de cambio y los precios del crudo.

**VENTAS DE PETROLÍFEROS Y GAS LICUADO**

En el segundo trimestre de 2012, las ventas de petrolíferos y gas licuado en el mercado interno registraron 1,832.2 miles de barriles diarios, volumen 2.3% mayor al mismo trimestre del año previo, debido a la mayor comercialización de gasolina Pemex Premium UBA, coque, diesel, gas licuado y turbosina, entre otros productos, lo que representó 97.4% de cumplimiento de la meta trimestral, derivado del comportamiento de las ventas de gasolina Pemex Magna, Pemex Diesel, asfaltos, turbosina, coque, combustóleo y lubricantes, que no cubrieron el programa, en contraste con la gasolina Pemex Premium, diesel industrial bajo azufre, diesel marino y combustóleo pesado, que superaron la meta.

**VENTAS INTERNAS DE PETROLÍFEROS Y GAS LICUADO, 2012**  
(miles de barriles diarios)

CONCEPTO	TRIMESTRE II					ENERO-JUNIO				
	2011	2012		VAR. (%) 12/11	CUMPL. (%) REAL/PROG.	2011	2012		VAR. (%) 12/11	CUMPL. (%) REAL/PROG.
		PROG.	REAL				PROG.	REAL		
<b>TOTAL</b>	1,790.6	1,882.0	1,832.2	2.3	97.4	1,765.5	1,866.6	1,809.4	2.5	96.9
<b>PETROLÍFEROS</b>	1,531.5	1,615.7	1,564.5	2.2	96.8	1,483.9	1,582.9	1,524.1	2.7	96.3
<b>GASOLINAS AUTOMOTRICES</b>	806.0	843.6	811.7	0.7	96.2	796.6	835.2	803.8	0.9	96.2
Pemex Magna	746.1	785.7	727.6	-2.5	92.6	738.7	777.4	726.7	-1.6	93.5
Pemex Premium UBA	59.9	57.9	84.1	40.4	145.3	57.9	57.7	77.0	33.0	133.4
<b>TURBOSINA</b>	55.7	63.5	57.8	3.8	91.0	56.2	64.1	59.0	5.0	92.0
<b>DIESEL</b>	385.6	405.6	407.6	5.7	100.5	377.6	400.9	397.7	5.3	99.2
Pemex Diesel	336.5	362.2	347.4	3.2	95.9	330.3	357.1	340.9	3.2	95.5
<b>COMBUSTÓLEO</b>	221.1	205.4	203.5	-8.0	99.1	192.3	185.2	182.7	-5.0	98.7
<b>OTROS PETROLÍFEROS</b>	63.2	97.6	84.0	32.9	86.1	61.2	97.5	81.0	32.4	83.1
<b>GAS LICUADO</b>	259.0	266.3	267.6	3.3	100.5	281.5	283.7	285.3	1.3	100.6

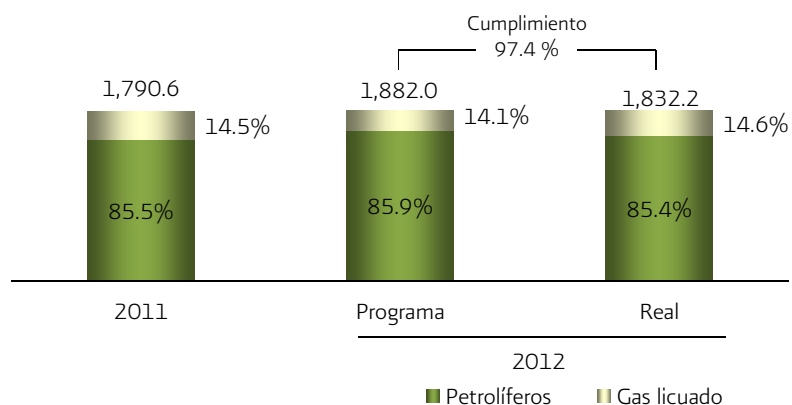
La suma de los parciales puede no coincidir debido al redondeo.

Fuente: Base de Datos Institucional.

Las ventas de petrolíferos, que no incluyen el gas licuado, ascendieron a 1,564.5 miles de barriles diarios, 2.2% superiores a las del segundo trimestre de 2011, con un cumplimiento de la meta de 96.8%.

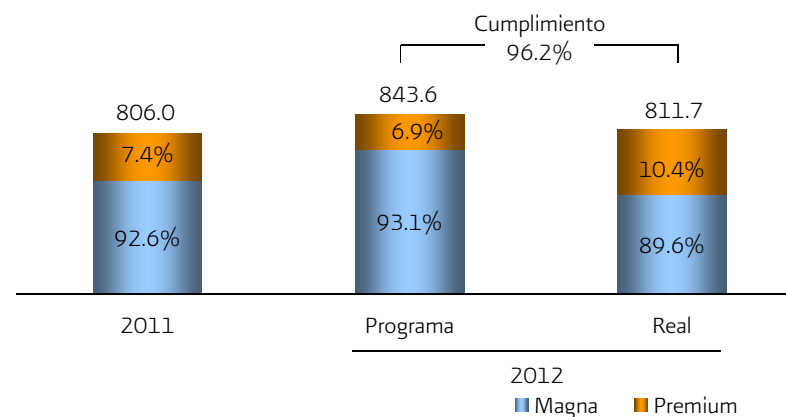
- De gasolinas automotrices se comercializaron 811.7 miles de barriles diarios, con un aumento de 0.7% respecto a abril-junio de 2011, una participación de 51.9% de las ventas de petrolíferos y un cumplimiento de 96.2% de la meta. En la demanda de gasolinas sobresale la reducción de 9.9 puntos porcentuales de las importaciones realizadas, respecto del segundo trimestre del año previo, debido al rendimiento logrado en la elaboración de gasolinas en el SNR. Al cierre de junio de 2012, el INEGI reportó que el número de automóviles en circulación fue mayor 2.9% en relación a junio del año previo.
- La gasolina Pemex Magna, que incluye Pemex Magna UBA, registró 727.6 miles de barriles diarios de ventas, con una reducción de 2.5% respecto al segundo trimestre de 2011 y un cumplimiento de 92.6% del programa. De gasolina Pemex Premium se vendieron 84.1 miles de barriles diarios, 40.4% más que el periodo abril-junio del año anterior, con un cumplimiento de 145.3% de la meta programada. La reducción en el diferencial de precios incidió en el patrón de consumo de ambas gasolinas, el cual ascendía en junio de 2011 a 1.10 pesos por litro y en junio de 2012 a 0.62 pesos por litro.

**VENTAS INTERNAS DE PETROLÍFEROS Y GAS LICUADO, TRIMESTRE II**  
(miles de barriles diarios)



Fuente: Base de Datos Institucional.

**VENTAS INTERNAS DE GASOLINAS AUTOMOTRICES, TRIMESTRE II**  
(miles de barriles diarios)



- Las ventas de diesel alcanzaron 407.6 miles de barriles diarios, volumen 5.7% superior al segundo trimestre de 2011, con un cumplimiento de 100.5% de la meta. Continúa el efecto positivo de la creación de nueva infraestructura carretera en el consumo de diesel, así como el número de vehículos<sup>4/</sup> para transporte de pasajeros y de carga reportado, mayor 2% y 3.8%, respectivamente, si se comparan con junio de 2011.
  - La demanda de Pemex Diesel registró 347.4 miles de barriles diarios, 85.2% del total de diesel, con aumento de 3.2% respecto a abril-junio de 2011 y un cumplimiento de 95.9% de la meta. En el Valle de México se vendió 8.1% del volumen de Pemex Diesel. El consumo de diesel industrial bajo azufre fue 44.3 miles de barriles diarios, superior 32.2% al segundo trimestre de 2011, con un cumplimiento de 151.2% de la meta, debido a que sustituyó al combustóleo en el sector agrícola e industrial.
- El combustóleo mostró una demanda de 203.5 miles de barriles diarios, lo cual corresponde a una disminución de 8% de lo alcanzado en el segundo trimestre de 2011 y un cumplimiento de 99.1% de la meta prevista. En ambas comparaciones influyó la disminución de 7% en las ventas de combustóleo pesado que se ubicaron en 203.5 miles de barriles diarios, afectadas por la baja producción en las refinerías de Minatitlán, Tula y Salamanca, así como por el menor consumo de la CFE para la generación de energía eléctrica, a pesar de los problemas de abasto de gas durante el segundo trimestre de 2012.
- La venta de turbosina fue 57.8 miles de barriles diarios, 3.8% más respecto al segundo trimestre de 2011, resultado del movimiento<sup>5/</sup> de pasajeros y vuelos realizados, mayores 8.3% y 5.1%, en el mismo orden; mientras el cumplimiento de la meta fue 91% debido a que no se dio la reactivación esperada de las rutas y frecuencias aéreas.
- La demanda de coque, asfaltos, lubricantes, parafinas, gasavión y gasolina para la industria automotriz ascendió a 84 mil barriles diarios, 32.9% superior a la observada en abril-junio de 2011, debido al aumento en las ventas de coque. El cumplimiento de la meta fue 86.1%, ya que la comercialización de coque y asfaltos no alcanzó los niveles previstos.
  - El coque promedió 55 mil barriles diarios, 76.8% por arriba del consumo del segundo trimestre de 2011. Continúa el efecto positivo de su disponibilidad para ventas, derivado de la reciente entrada en operación de la planta coquizadora de la Refinería de Minatitlán; sin

---

4/ Fuente: INEGI. Cifras preliminares estimadas con base en las ventas reportadas por la Asociación Mexicana de la Industria Automotriz.

5/ Fuente: INEGI con base en datos de la Secretaría de Comunicaciones y Transportes (SCT) y Aeropuertos y Servicios Auxiliares (ASA).

embargo el cumplimiento de 93.5% de la meta trimestral se explica por una menor producción en la Refinería de Madero y por problemas operativos en las plantas coquizadoras.

- La venta de asfaltos fue 23.4 miles de barriles diarios, inferior 8.9% a abril-junio de 2011, con un cumplimiento de 76.2% de la meta, a causa de retrasos en proyectos carreteros, nuevos y en proceso. La demanda de lubricantes totalizó 4.1 miles de barriles diarios, 8.9% inferior, con un cumplimiento de 74.5% de la meta prevista, resultado del alza en los precios de los lubricantes y a que prevalecieron problemas operativos en la Refinería de Salamanca, única refinería en la que se elaboran.

El gas licuado registró ventas por 267.6 miles de barriles diarios, con un aumento de 3.3% respecto de abril-junio de 2011 y cumplimiento de 100.5% de la meta, debido a mayores consumos en el norte y centro del país. La terminal de gas licuado de Tepeji del Río se situó como el principal centro abastecedor, con ventas equivalentes a 26.7% del total; le siguen en importancia las terminales en Abasolo 9.6%, Puebla 8.2%, Guadalajara 7%, Atotonilco de Tula 6.9%, Monterrey 6.8% y Ciudad Juárez 6.3%, que en su conjunto representan 44.8% del total vendido. Las importaciones cubrieron 23.4% de la demanda, 1.9 puntos porcentuales más que en el segundo trimestre de 2011.

En el periodo enero- junio de 2012, el volumen de ventas de petrolíferos y gas licuado se ubicó en 1,809.4 miles de barriles diarios, cifra 2.5% mayor a igual periodo del año previo, resultado del aumento en las ventas de gasolina Pemex Premium, coque, diesel, gas licuado y turbosina; mientras que la demanda de combustóleo y gasolina Pemex Magna disminuyó, entre otros productos. El cumplimiento de la meta fue 96.9%. La comercialización de petrolíferos, sin considerar el gas licuado, ascendió a 1,524.1 miles de barriles diarios, 2.7% superior a la de enero-junio de 2011 y equivalente a 96.3% de la meta programada. El comportamiento en las ventas de los principales productos en los primeros seis meses de 2012, se presenta a continuación:

- Las gasolinas automotrices acumularon 803.8 miles de barriles diarios de ventas, 0.9% mayores al primer semestre de 2011. El cumplimiento de 96.2% de la meta se explica por la baja de 1.6% en el consumo de gasolina Pemex Magna, efecto que no compensó el aumento de 33% en la demanda de Pemex Premium, respecto de los primeros seis meses de 2011. En las zonas metropolitanas de Guadalajara, Monterrey y del Valle de México se vendieron 25.2% de las gasolinas automotrices, proporción similar a enero-junio de 2011. Para la comercialización de estos combustibles, al 31 de mayo de 2012 se contaba con 9,799 estaciones de servicio en operación, 4.4% más que al cierre de igual mes de 2011.



- Sobresale la baja en el diferencial de precios entre las gasolinas automotrices, así como la reducción del porcentaje que representan las importaciones respecto de la demanda de estos combustibles, que pasó de 50% a 47%, si se comparan al primer semestre de 2011, esto último debido al mayor rendimiento de gasolinas en el SNR.
- Las ventas de diesel ascendieron a 397.7 miles de barriles diarios, 5.3% más a los primeros seis meses de 2011, por resultado del crecimiento en la comercialización de Pemex Diesel y de diesel industrial bajo azufre. El cumplimiento de 99.2% de la meta se debe al desempeño alcanzado en la economía durante los primeros seis meses de 2012.
  - El diesel para uso vehicular, Pemex Diesel, alcanzó una demanda de 340.9 miles de barriles diarios, equivalente a 85.7% de la venta total de diesel, así como, superior 3.2% a la venta del primer semestre de 2011, derivado de la construcción de infraestructura carretera y el mayor movimiento de vehículos para el transporte de pasajeros y carga. El cumplimiento de la meta fue 99.2%. Alrededor de 8.1% de la demanda de Pemex Diesel se ubicó en el Valle de México. El consumo de diesel industrial bajo azufre fue 40.8 miles de barriles diarios, superior 25.5% al de enero-junio de 2011, debido a su uso en los sectores agrícola e industrial.
- De combustóleo se comercializaron 182.7 miles de barriles diarios, 5% menos al volumen de enero-junio de 2011, con un cumplimiento de 98.7% de la meta, resultado de la baja en la producción de combustóleo pesado en Minatitlán, Tula y Salamanca, durante el segundo trimestre de 2012. La venta de combustóleo pesado representó 99.9% del consumo total de combustóleo, del cual 163.5 miles de barriles diarios se vendieron a la CFE, 0.4% más respecto a enero-junio de 2011, con un cumplimiento de 105.3% de la meta programada; resultado en el que sobresale la sustitución eventual del combustóleo que realiza la CFE por otros combustibles para generar energía eléctrica.
- La turbosina presentó una demanda de 59 mil barriles diarios, 5% mayor a la de los primeros seis meses de 2011, resultado del incremento en el movimiento de operaciones y pasajeros transportados por la aviación comercial, tanto nacionales como internacionales. El cumplimiento de 92% de la meta se debe a que no se cumplieron las expectativas de reactivación de las rutas y el flujo de vuelos.
- Otros petrolíferos alcanzaron ventas de 81 mil barriles diarios, superior 32.4% a las del primer semestre de 2011. En la variación destaca el aumento de la comercialización de coque que compensó la baja en asfaltos, lubricantes, gasnafta y parafinas. De esta forma se cumplió con 83.1% del programa, derivado de menores ventas a las esperadas de coque y asfaltos, entre otros productos.

- El coque registró ventas 80% mayores a las de enero-junio de 2011, al totalizar 52.2 miles de barriles diarios, resultado de la disponibilidad del producto por la operación de la planta coquizadora de la Refinería de Minatitlán. El cumplimiento de 87.6% de la meta se explica por la operación intermitente de las plantas de coquización.
- De asfaltos se vendieron 22.3 miles de barriles diarios, 9.7% inferior al consumo del primer semestre de 2011, con un cumplimiento de 77.2% de la meta, por efecto de menores compras por parte de la Secretaría de Comunicaciones y Transportes, que efectuó el proceso concursal de obra pública y liberación de recursos durante el primer trimestre de 2012. La demanda de lubricantes fue 3.9 miles de barriles diarios, 13.3% menos al volumen de enero-junio de 2011, equivalente a 73.6% de cumplimiento de la meta. Ambas variaciones se deben al incremento de precios y a que continuaron los problemas operativos que afectaron la disponibilidad de lubricantes.

El consumo de gas licuado fue 285.3 miles de barriles diarios, superior 1.3% al del primer semestre de 2011, con un cumplimiento de 100.6% de la meta prevista. En la variación destacan los incrementos en la participación en las ventas totales de las terminales de gas licuado de San Martín Texmelucan (1.7 puntos porcentuales), Rosarito (1 punto), Tuxpan (0.9 puntos) y Tijuana (0.8 puntos).

#### **PRECIOS AL PÚBLICO DE GASOLINAS Y DIESEL**

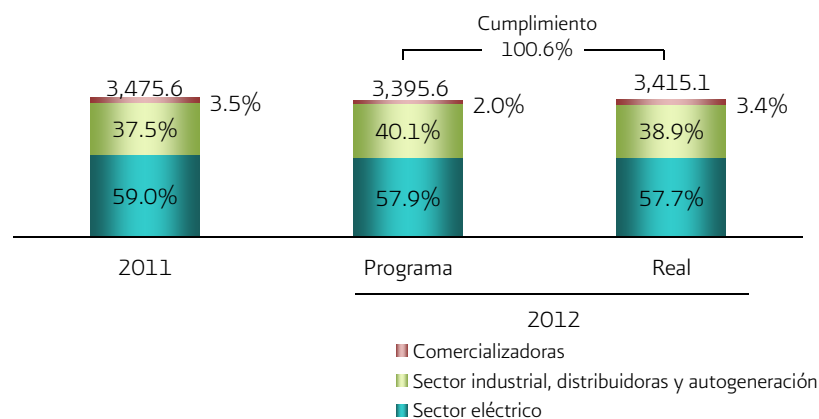
El aumento mensual de los precios al público de las gasolinas y diesel se estableció en los términos previstos en la política económica determinada por la SHCP para el ejercicio fiscal 2012. Al cierre del segundo trimestre de este año, las variaciones mensuales se registraron de la forma siguiente:

- El precio del Pemex Diesel creció nueve centavos, al pasar de 10.36 pesos por litro al inicio de abril a 10.63 pesos al cierre de junio de 2012.
- La gasolina Pemex Magna aumentó nueve centavos por litro, tanto en la frontera norte como en el resto del país; con lo que al 30 de junio de 2012 su precio fue 10.27 pesos por litro.
- La gasolina Pemex Premium se incrementó cinco centavos por litro, por lo que al cierre del segundo trimestre de 2012 registró un precio de 10.89 pesos por litro en el resto del país y de 10.50 pesos en la frontera norte.

**VENTAS DE GAS NATURAL SECO**

En el segundo trimestre de 2012, las ventas de gas natural se ubicaron en 3,415.1 millones de pies cúbicos diarios, 1.7% inferior al registrado en abril-junio del año previo, por efecto del menor consumo en los sectores eléctrico, comercial y de autogeneración. El cumplimiento de la meta fue 100.6%. En las ventas se observa la baja de 1.9 puntos porcentuales de participación de la producción nacional proveniente de los complejos procesadores de gas, debido a la reducción de 17% en la disponibilidad de gas seco directo de campos, así como las importaciones cubrieron la demanda en 6.6 puntos porcentuales más, respecto de abril-junio de 2011.

**VENTAS DE GAS NATURAL SECO, TRIMESTRE II**  
(millones de pies cúbicos diarios)



Fuente: Base de Datos Institucional.

- Las ventas al sector eléctrico ascendieron a 1,970.4 millones de pies cúbicos diarios, 3.9% de reducción si se compara con el segundo trimestre de 2011, debido a que se presentaron restricciones operativas de transporte en la zona Centro-Occidente. Como resultado de lo anterior, la participación del sector eléctrico disminuyó 1.3 puntos porcentuales al ubicarse en 57.7% del total. El cumplimiento de 100.2% respecto de la meta proviene del consumo de la CFE, superior 4.4%, así como por mayores ventas a productores independientes de energía.

- El consumo de gas natural del sector industrial y distribuidoras<sup>6/</sup> fue 1,222.4 millones de pies cúbicos diarios, 5.7% más, con un cumplimiento de 100.8% de la meta, debido al precio competitivo del gas seco durante abril-junio de 2012.
- Por parte de las comercializadoras,<sup>7/</sup> la demanda fue 116.1 millones de pies cúbicos diarios, 4% inferior al segundo trimestre de 2011, derivado de la baja en el consumo de empresas vinculadas al sector eléctrico. Respecto al programa, las ventas al sector tuvieron 170.7% de cumplimiento debido a que se estimaron menores requerimientos.

En enero-junio de 2012 se comercializaron 3,358.9 millones de pies cúbicos diarios, 3% menos al primer semestre de 2011. Los sectores comercial y eléctrico contribuyeron principalmente en la reducción de la demanda, en niveles similares, seguidos por el sector de autogeneración. Con relación a la meta se tuvo 100% de cumplimiento.

- Al sector eléctrico se vendieron 1,887.8 millones de pies cúbicos diarios, equivalentes a 56.2% del total de las ventas internas de este combustible. Si se compara con enero-junio de 2011, la demanda del sector eléctrico disminuyó 2.3% y se alcanzó un cumplimiento de 99.3% de la meta, debido a la baja en las compras de la CFE que realizó reparaciones y mantenimientos en plantas generadoras, así como por restricciones operativas de transporte de gas natural en la zona Centro-Occidente.
- Los sectores industrial y distribuidoras demandaron 1,228.3 millones de pies cúbicos diarios de gas natural, 2.2% mayor al consumo del sector durante enero-junio de 2011 debido al precio competitivo del energético; mientras que el programa se cumplió en 99%, derivado de la contracción de la demanda por los problemas operativos que enfrentó el sector acerero durante los primeros tres meses de 2012.
- La venta a las comercializadoras de gas natural fue 137.7 millones de pies cúbicos diarios, 24.9% inferior a los primeros seis meses de 2011, con un cumplimiento de 202.5% de la meta, en este último caso por el consumo superior al previsto de las empresas que suministran gas natural al sector eléctrico.

#### **VENTAS DE PETROQUÍMICOS BÁSICOS Y DESREGULADOS**

En el segundo trimestre de 2012, las ventas internas de petroquímicos se ubicaron en 1,083 mil toneladas, 0.9% inferior a igual trimestre del año anterior. Con respecto a la meta se tuvo un cumplimiento de 87%. De las ventas totales de petroquímicos, 12.8% correspondió a básicos

6/ Incluye autogeneración de electricidad.

7/ Las comercializadoras se presentan por separado debido a que no tienen relación directa con los procesos productivos, ya que sus compras están más relacionadas con contratos y oportunidades de mercado, por lo que la expectativa de variación sobre sus ventas futuras es alta.

y 88.2% a desregulados. Pemex-Gas y Petroquímica Básica comercializó 222.7 miles de toneladas, Pemex-Refinación 164 mil toneladas y Pemex-Petroquímica 696.3 miles de toneladas.

**VENTAS INTERNAS DE PETROQUÍMICOS, 2012**  
(miles de toneladas)

CONCEPTO	TRIMESTRE II					ENERO-JUNIO				
	2011	2012		VAR. (%) 12/11	CUMPL. (%) REAL/PROG.	2011	2012		VAR. (%) 12/11	CUMPL. (%) REAL/PROG.
		PROG.	REAL				PROG.	REAL		
<b>TOTAL</b>	<b>1,093.0</b>	<b>1,244.6</b>	<b>1,083.0</b>	<b>-0.9</b>	<b>87.0</b>	<b>2,235.6</b>	<b>2,591.6</b>	<b>2,242.5</b>	<b>0.3</b>	<b>86.5</b>
Básicos	118.8	176.2	138.2	16.3	78.4	244.7	360.6	270.4	10.5	75.0
Desregulados	974.1	1,068.4	944.7	-3.0	88.4	1,990.9	2,230.9	1,972.0	-0.9	88.4
<b>POR ORGANISMO SUBSIDIARIO</b>										
Pemex-Gas y Petroquímica Básica	292.7	363.8	222.7	-23.9	61.2	559.4	733.6	519.2	-7.2	70.8
Pemex-Refinación	78.0	136.8	164.0	110.3	119.9	151.3	287.8	256.9	69.8	89.2
Pemex-Petroquímica	722.2	744.0	696.3	-3.6	93.6	1,525.0	1,570.1	1,466.4	-3.8	93.4
<b>PEMEX-PETROQUÍMICA, POR CADENA</b>										
Derivados del etano	300.7	335.7	328.3	9.2	97.8	637.2	677.2	671.1	5.3	99.1
Derivados del metano	326.7	289.5	301.9	-7.6	104.3	693.4	659.8	654.5	-5.6	99.2
Aromáticos y derivados	61.9	71.1	35.9	-42.0	50.5	131.0	142.2	78.9	-39.8	55.5
Propileno y derivados	23.2	25.6	15.2	-34.5	59.4	43.3	48.2	37.0	-14.5	76.8
Otros <sup>1/</sup>	9.7	22.1	15.0	54.6	67.9	20.0	42.7	24.8	24.0	58.1

1/ No incluye gasnafta.

La suma de los parciales puede no coincidir con el total debido al redondeo de las cifras.

Fuente: Base de Datos Institucional.

Se vendieron 138.2 miles de toneladas de petroquímicos básicos, 16.3% más que el segundo trimestre de 2011, con un cumplimiento de 78.4% de la meta. La variación se explica por la demanda de materia prima para negro de humo, 129.5 miles de toneladas, equivalente a 35.5% de aumento debido al inicio de su comercialización en las terminales de almacenamiento y reparto en Cadereyta y Madero, a cargo de Pemex-Refinación, mientras que el cumplimiento de la meta fue 82.5%, resultado de que no se alcanzaron las expectativas. A partir de mayo de 2012 la comercialización de materia prima para negro de humo se transfirió de Pemex-Gas y Petroquímica Básica a Pemex-Refinación.

Los petroquímicos desregulados acumularon ventas por 944.7 miles de toneladas, 3% menores a las de abril-junio de 2012 derivado de la baja en estireno, amoniaco, propileno grado refinería, acrilonitrilo, metanol y polietileno de alta densidad, entre otros productos, que no se compensó con el aumento de cloruro de vinilo, ácido muriático, propileno grado químico, polietileno de baja densidad, óxido de etileno y tolueno. Pemex-

Refinación comercializó 8.1% de los petroquímicos desregulados, Pemex-Gas y Petroquímica Básica 18.2% y Pemex-Petroquímica 73.7%. El cumplimiento de la meta fue 88.4%, resultado de un menor consumo de propileno, principalmente de grado químico, así como de estireno, azufre y acrilonitrilo.

- Pemex-Gas y Petroquímica Básica reportó la demanda de 172 mil toneladas de desregulados durante abril-junio de 2012. De azufre fueron 170.1 miles de toneladas, 1.9% inferior al segundo trimestre de 2011, con un cumplimiento de 90.7% de la meta.
- Pemex-Refinación vendió 76.4 miles de toneladas de petroquímicos desregulados. Su principal producto es el propileno (grado químico y grado refinería) del que se comercializó 75.6 miles de toneladas, 1% menos que en el segundo trimestre de 2011, derivado de problemas por parte de uno de los clientes principales durante mayo. El cumplimiento de 56.4% de la meta se debe a problemas operativos en las plantas catalíticas.
- Pemex-Petroquímica comercializó 696.3 miles de toneladas, 3.6% menor al segundo trimestre de 2011, con un cumplimiento de 93.6% de la meta. En ambas comparaciones influyó la continuación de los trabajos que se realizan en el tren de aromáticos y que limitaron la oferta de sus derivados, como fue el caso del estireno. Otra causa de desviación fue la interrupción del tránsito ferroviario en el estado de Oaxaca debido al colapso de dos puentes tras el paso de la depresión tropical Carlota, en el mes de junio. A continuación se presenta el comportamiento de las ventas de Pemex-Petroquímica por cadena en el segundo trimestre de 2012.

**DERIVADOS DEL ETANO.** Se vendieron 328.3 miles de toneladas, volumen 9.2% superior respecto al segundo trimestre 2011, resultado de la mayor demanda de cloruro de vinilo, polietileno de baja densidad, óxido de etileno y monoetilenglicol. El cumplimiento de 97.8% de la meta se explica por la venta de algunos polietilenos, menor a la esperada, así como por las restricciones de tránsito ferroviario que limitaron el desplazamiento de petroquímicos hacia el centro del país.

- Los polietilenos registraron 153.4 miles de toneladas, equivalentes a 46.7% del volumen total de los derivados del etano, 4.4% más a las del segundo trimestre de 2011, lo que representó 97.5% del programa, derivado de problemas de transporte que restringieron su distribución durante abril-junio de 2012. El polietileno de baja densidad participó con 110.3 miles de toneladas, 8.5% mayor a las ventas de abril-junio de 2011 y cumplimiento de 95.8% de la meta.
- La comercialización de óxido de etileno fue 66.2 miles de toneladas, 6.1% superior al segundo trimestre de 2011, mientras que la meta se cumplió en 103.9%. De cloruro de vinilo se vendieron 58.2 miles de toneladas, lo que significó un aumento de 33.2% y

cumplimiento de 87.7% de la meta. La demanda de glicoles etilénicos se ubicó en 49.5 miles de toneladas y la de etileno en mil toneladas.

**DERIVADOS DEL METANO.** La demanda fue 301.9 miles de toneladas, 7.6% menor a la registrada en el segundo trimestre de 2011, el cumplimiento de la meta fue 104.3%. Ambas variaciones provienen del incumplimiento de las metas de: amoniaco, metanol y anhídrido carbónico.

- El consumo de amoniaco fue 188 mil toneladas, 9.2% inferior a abril-junio de 2011, a causa de las afectaciones del tránsito ferroviario en junio de 2012; situación que propició la exportación de los excedentes, sin embargo, el cumplimiento de la meta fue 106.2%.
- El anhídrido carbónico registró ventas de 87 mil toneladas, 0.7% por abajo de las realizadas en el segundo trimestre de 2011, con un cumplimiento de 100% de la meta. De metanol se comercializaron 26.9 miles de toneladas, 16.2% menos que en abril-junio de 2011, con cumplimiento de 105.5% de la meta.

**AROMÁTICOS Y DERIVADOS.** Las ventas ascendieron a 35.9 miles de toneladas, 42% menor a las del segundo trimestre de 2011, con un cumplimiento de 50.5%, debido a la suspensión de la producción del tren de aromáticos para la modernización y ampliación de la planta.

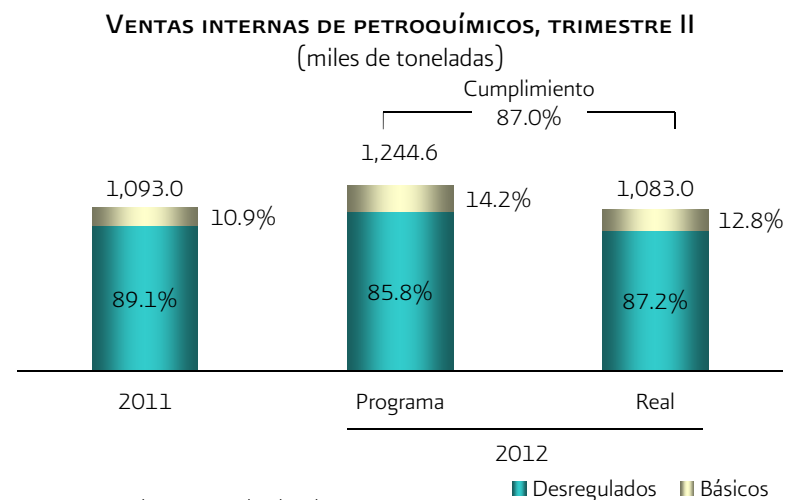
- La demanda de estireno fue 2 mil toneladas, 93% inferior a la de abril-junio de 2011, con un cumplimiento de la meta de 6.1%. El estireno se ubica como el producto que influyó principalmente en la baja de las ventas de aromáticos y derivados durante el segundo trimestre de 2012.
- El consumo de tolueno y xilenos fue 20.9 miles de toneladas y 12.4 mil, mayor 14.2% y similar al del segundo trimestre de 2011, con un cumplimiento de 92.9% y 103.3% de la meta programada, respectivamente. Los compromisos contractuales de tolueno y xilenos se cubrieron mediante importaciones.

**PROPILENO Y DERIVADOS.** Se comercializaron 15.2 miles de toneladas, volumen inferior 34.5% al del segundo trimestre de 2011. El cumplimiento de la meta fue 59.4%, debido a las menores ventas de acrilonitrilo y propileno.

- Se vendieron 7.5 miles de toneladas de acrilonitrilo, 47.2% abajo respecto al segundo trimestre de 2011, con un cumplimiento de 47.2% de la meta. La variación proviene de la contracción del mercado de derivados finales del acrilonitrilo que obligó a suspender su producción.

- De propileno grado polímero se registraron ventas de 6.9 miles de toneladas, 5.5% inferiores a las de abril-junio de 2011, con un cumplimiento de 85.2% de la meta. No se comercializó propileno grado químico.

**OTROS PRODUCTOS.** Tuvieron una demanda de 15 mil toneladas, 54.8% menos de la reportada en abril-junio de 2011, con un cumplimiento de 67.9% de la meta; resultado de las ventas de ácido muriático, cera polietilénica y residuo propilénico.



Fuente: Base de Datos Institucional.

Al cierre del primer semestre de 2012, las ventas de petroquímicos alcanzaron 2,242.5 miles de toneladas, 0.3% mayores a las de enero-junio de 2011. Por volumen destacan los siguientes productos: amoníaco (19.8%), azufre (14.8%), polietilenos (13.8%) y materia prima para negro de humo (11.4%). El cumplimiento de 86.5% de la meta se debió a menores ventas de propileno, materia prima para negro de humo, estireno, azufre, polietilenos y ácido muriático. Los petroquímicos desregulados representaron 87.9% de la demanda y los básicos 12.1%. Pemex-Gas y Petroquímica Básica comercializó 519.2 miles de toneladas, Pemex-Refinación 256.9 miles de toneladas y Pemex-Petroquímica 1,466.4 miles de toneladas.

Los petroquímicos básicos registraron ventas de 270.4 miles de toneladas, 10.5% más que en los primeros seis meses de 2011, con un cumplimiento de 75% de la meta. En estos resultados influyó el comportamiento de la materia prima para negro de humo; su demanda fue



254.7 miles de toneladas, 27.4% mayor al periodo enero-junio del año previo debido a las ventas realizadas por Pemex-Refinación en Cadereyta y Madero a partir de mayo de 2012, sin embargo sólo se alcanzó 76.8% de la meta programada para este producto.

Se comercializaron 1,972 mil toneladas de petroquímicos desregulados, 0.9% inferior respecto del primer semestre de 2011, en donde destaca la disminución de las ventas de estireno y amoniaco. El cumplimiento de 88.4% de la meta deriva del menor consumo de propileno, estireno, azufre y ácido muriático, entre otros productos. Durante enero-junio de 2012, Pemex-Refinación vendió 8.6% de los petroquímicos desregulados, Pemex-Gas y Petroquímica Básica 17% y Pemex-Petroquímica 74.4%.

- Pemex-Gas y Petroquímica Básica registró una demanda de 336.3 miles de toneladas de petroquímicos desregulados. De azufre fue 332.4 miles de toneladas, 6.1% mayor al del mismo semestre del año previo. Este producto continúa una tendencia de recuperación del mercado. El cumplimiento de la meta fue 89.1%.
- Pemex-Refinación comercializó 169.3 miles de toneladas, equivalente a un crecimiento de 11.9%, respecto al primer semestre de 2011, y un cumplimiento de 58.8% de la meta semestral, en ambos casos debido al comportamiento de las ventas de propileno grado químico.
- Pemex-Petroquímica reportó el consumo de 1,466.4 miles de toneladas, 3.8% inferior al primer semestre de 2011, con un cumplimiento de la meta de 93.4%. El resultado proviene de los derivados del etano, de ajustes a la oferta de aromáticos por la suspensión de su producción, así como de menores retiros a causa de la interrupción del tránsito ferroviario en junio. A continuación se presenta el comportamiento de las ventas por cadena en el primer semestre de 2012.

**DERIVADOS DEL ETANO.** La demanda se ubicó en 671.1 miles de toneladas, 5.3% superior respecto al primer semestre de 2011, debido al efecto del precio de algunos productos de esta cadena petroquímica. Contribuyeron a la variación el cloruro de vinilo, etileno, polietileno de baja densidad, así como monoetilenglicol. La meta prevista para ventas de derivados del etano se cumplió en 99.1%, debido a problemas para el transporte de polietilenos durante el segundo trimestre de 2012.

- Los polietilenos concentraron 46.3% de los derivados del etano, 310.5 miles de toneladas, equivalente a 2.2% más que el primer semestre de 2011, con un cumplimiento de 95.6% del programa. De polietileno de baja densidad se vendieron 224.4 miles de toneladas, 5.5% mayor a enero-junio de 2011, que representó 94.9% de la meta.
- El consumo de óxido de etileno fue 133.4 miles de toneladas, 0.1% mayor al del primer semestre de 2011, mientras que la meta se cumplió en 105%. Los productos que siguen en importancia por su participación en la cadena de derivados del etano son el cloruro de

vinilo y los glicoles. La comercialización de cloruro de vinilo fue 125.3 miles de toneladas, con una variación positiva de 18.3% y cumplimiento de 97.3% de la meta; los glicoles alcanzaron 99.9 miles de toneladas, 8% más que en los primeros seis meses de 2012, equivalentes a 105.7% del programa.

**DERIVADOS DEL METANO.** La venta de 654.5 miles de toneladas a ventas internas, fue 5.6% inferior al primer semestre de 2011, debido a resultados menores en amoniaco, metanol y anhídrido carbónico. El cumplimiento de la meta fue 99.2%. Para estos productos se observa una recuperación de precios a partir de abril de 2012, que permitió rebasar el nivel alcanzado en enero-junio de 2011, sin embargo este comportamiento no fue suficiente para cumplir con la meta programada.

- Se vendieron 444 mil toneladas de amoniaco y 55.4 miles de metanol, inferiores 6.8% y 4.5%, en el orden citado, al primer semestre de 2011, con cumplimiento de 100% y 108.6% del programa, respectivamente. El consumo de ambos productos fue afectado por condiciones climatológicas y de mercado, así como por la suspensión del tránsito ferroviario en junio de 2012.
- La venta de anhídrido carbónico fue 155.1 miles de toneladas, 2.5% por abajo de la realizada en enero-junio de 2011, con un cumplimiento de 94% de la meta.

**AROMÁTICOS Y DERIVADOS.** La comercialización se ubicó en 78.9 miles de toneladas, 39.8% menor a la del primer semestre de 2011, con un cumplimiento de 55.5%. La variación fue resultado de la suspensión de la producción debido a atrasos en los trabajos para la mejora del tren de aromáticos.

- Se vendieron 10.7 miles de toneladas de estireno, 82.4% menos que en enero-junio de 2011, con un cumplimiento de la meta de 16.2%. De esta forma el estireno fue el producto que más influyó en la reducción de las ventas de petroquímicos durante el primer semestre de 2012.
- La demanda de tolueno y xilenos se ubicó en 40.7 miles de toneladas y 25.6 miles, mayores en 3% y 4.5% a las ventas del primer semestre de 2011, con un cumplimiento de 90.4% y 106.7% de la meta, respectivamente. El abasto de tolueno y xilenos se atendió mediante importaciones debido al mantenimiento del tren de aromáticos. Adicionalmente se comercializaron 0.5 mil toneladas de aromina 100 y 1.3 miles de toneladas de benceno.

**PROPILENO Y DERIVADOS.** Las ventas se situaron en 37 mil toneladas, 14.5% inferiores a las registradas en el primer semestre de 2011, con un cumplimiento de 76.8% de la meta, resultado de una menor comercialización de acrilonitrilo, propileno y ácido cianhídrico.

- De acrilonitrilo se vendieron 23.1 miles de toneladas, 13.5% menos respecto a enero-junio de 2011, con un cumplimiento de 79.4% de la meta, debido al efecto de los precios por contracción del mercado de los derivados finales de acrilonitrilo.
- El consumo de propileno grado polímero fue 11.8 miles de toneladas, 15.1% menor al primer semestre de 2011, que representó un cumplimiento de 72.8% de la meta.

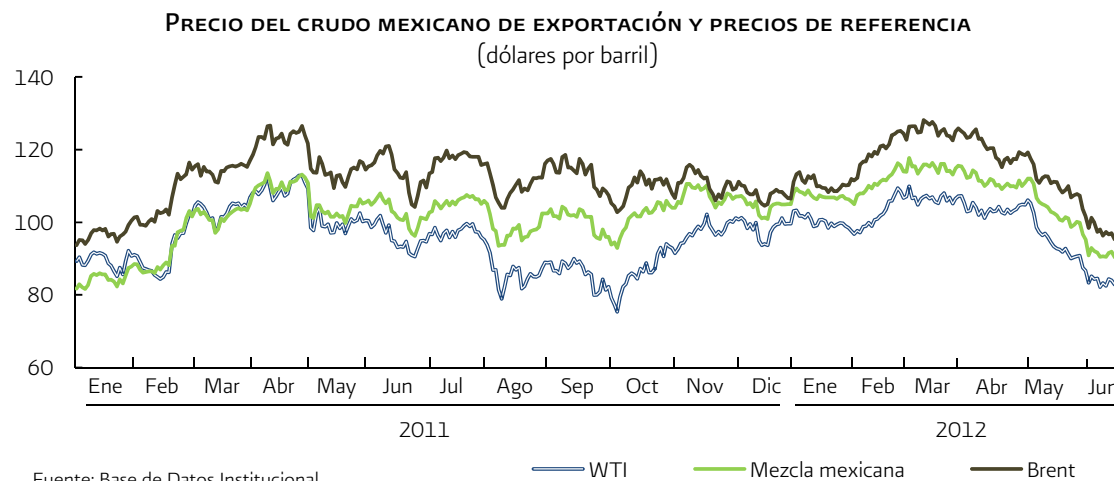
**OTROS PRODUCTOS.** Su demanda fue 24.8 miles de toneladas, 24% mayor a la reportada en el primer semestre de 2011, con un cumplimiento de 58.1% de la meta; resultado de las ventas de ácido muriático, cera polietilénica y residuo propilénico.

## 1.8 MERCADO INTERNACIONAL

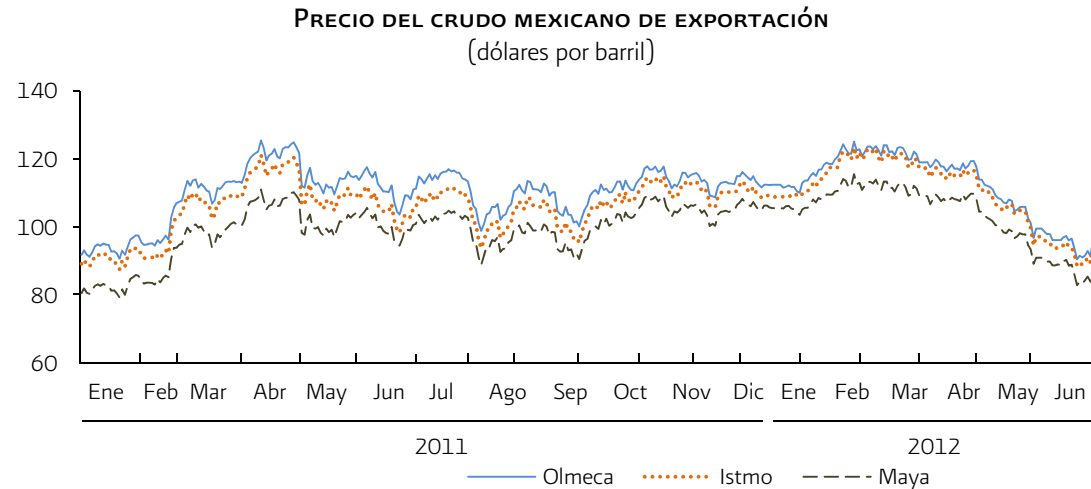
### MERCADO PETROLERO INTERNACIONAL

En el segundo trimestre de 2012, los precios de los crudos marcadores en el mercado internacional presentaron una tendencia a la baja, comportamiento opuesto al registrado durante el primer trimestre, cuando se alcanzó un precio máximo de 109.91 dólares por barril para el West Texas Intermediate (WTI) y de 128.17 dólares para el Brent. En el periodo abril-junio el Brent promedió 108.29 dólares por barril, 7.5% menos que en el mismo trimestre del año anterior, mientras que el WTI se situó en 93.30

dólares por barril, 8.7% menos. Al cierre del trimestre, los precios de los crudos marcadores fueron sensiblemente inferiores a los registrados en el transcurso del año debido en gran medida a las expectativas de que en la zona euro podrían continuar los problemas de deuda por algún tiempo, lo que impacta negativamente a su moneda, la confianza en el mercado y los precios de las materias primas. De esta forma, el 29 de junio, el precio del WTI se ubicó en 84.80 dólares por barril y el del Brent en 94.50 dólares.



El precio promedio de la mezcla mexicana de exportación mostró una tendencia similar a la de los crudos marcadores. En el segundo trimestre de 2012 ascendió a 100.51 dólares por barril, 4.7% menos que en el segundo trimestre del año previo. Por tipo de crudo, el Olmeca promedió 107.93 dólares por barril, 6.9% menos al del mismo periodo de 2011; el Istmo 105.72 dólares, 4.8% menor y el Maya 98.34 dólares por barril, que significó una disminución de 4.3% en relación al periodo equivalente del año precedente. Al 29 de junio los precios de los crudos mexicanos de exportación fueron 96.62 dólares por barril para el Olmeca, 94.36 dólares para el Istmo y 88.67 dólares para el Maya.



Los factores más significativos que en el ámbito internacional provocaron la variación de los precios del petróleo crudo durante el segundo trimestre de 2012 fueron:

Al alza:

- El crecimiento económico mayor a lo esperado en Alemania impulsó al precio del Brent. El avance fue limitado por la preocupación sobre la situación política de Grecia, así como a la debilidad económica de Italia y España. La recuperación del producto interno bruto alemán podría ayudar a salir de la crisis de deuda a la zona europea, pese a que la economía de ésta se mantuvo sin cambios en el primer trimestre.
- Las expectativas de estímulo a la economía China por parte de su gobierno y el énfasis del grupo de los ocho países más industrializados (G8) en la necesidad de crecimiento y empleo dieron un impulso al precio del crudo.

- El renovado temor a una interrupción del suministro de crudo de Oriente Medio, luego de que las negociaciones celebradas el 23 y 24 de mayo entre las potencias mundiales e Irán por el programa nuclear de este último país terminaron sin acuerdo.

A la baja

- Los aumentos de producción de la Organización de los Países Exportadores de Petróleo (OPEP) para controlar el alza de precios del crudo.
- El crecimiento en los inventarios de crudo de Estados Unidos, que superaron de manera importante las expectativas.
- La reanudación de las negociaciones entre Irán y las grandes potencias sobre el programa nuclear del primero (17 de mayo), ayudaron a disminuir los temores sobre una interrupción del suministro de crudo y el posible surgimiento de conflictos regionales. Sin embargo, reuniones posteriores celebradas en junio finalizaron sin acuerdos.
- Los cambios políticos en la zona euro tras las elecciones en mayo en Francia y la incapacidad de Grecia para formar un nuevo gobierno, generaron temores sobre su capacidad para implantar nuevas medidas de austeridad, consideradas clave para resolver la crisis de la deuda del bloque europeo.
- La disminución en la creación de empleo en Estados Unidos aumentó la preocupación de una menor expansión de la mayor economía del mundo.
- El limitado crecimiento de la actividad industrial en China, provocó una menor demanda del segundo mayor consumidor mundial de crudo. En este país, la demanda implícita de petróleo bajó en abril al mínimo en seis meses y mostró el primer declive anual en tres años, mientras que sus refinerías redujeron su actividad para enfrentar un periodo de mantenimiento.
- Las aspiraciones de Arabia Saudita, el mayor exportador mundial de crudo, de que el precio del barril sea de alrededor de 100 dólares, y que las existencias globales crezcan antes de que se incremente la demanda en el segundo semestre del año.

#### **MERCADO INTERNACIONAL DE GAS NATURAL**

En el primer semestre de 2012, el precio de referencia internacional del gas natural, que corresponde al precio promedio en el sur de Texas, fue 2.39 dólares por millón de Btu, lo que representó una disminución de 1.63 dólares respecto a lo registrado en el mismo periodo de 2011, que equivale a una reducción de 40.5%.



- Debido al crecimiento de las fuentes no convencionales, las importaciones totales de EU disminuyeron 13% con relación al primer semestre de 2011. En el caso de las importaciones de gas natural provenientes de Canadá, éstas disminuyeron 9%, en tanto que las de gas natural licuado fueron 37% menores a las del mismo periodo de 2011, como consecuencia del alto nivel de producción interna y de menores precios relativos del gas natural en Estados Unidos con respecto a los observados en Europa y Asia.

**DEMANDA DE GAS NATURAL EN EU**  
(miles de millones de pies cúbicos diarios)

SECTORES	ENERO-JUNIO		
	2011	2012	VAR. (%)
<b>TOTAL</b>	<b>70.5</b>	<b>71.3</b>	<b>1.1</b>
Residencial y comercial	26.6	21.5	-19.2
Eléctrico	18.3	23.9	30.6
Industria	19.0	18.9	-0.5
Otros consumos	6.5	7.1	9.2

Fuente: PIRA, Energy Group, 26 de junio de 2012.

Como resultado del incremento en la producción, los inventarios de gas natural alcanzaron un nivel de 3,102 miles de millones de pies cúbicos diarios al cierre de junio, existencias superiores a la registradas en el mismo periodo de 2011. Sin embargo, aunque los inventarios se mantuvieron elevados, se ha reducido la brecha debido al crecimiento de la demanda en el sector eléctrico.

**MÁRGENES DE REFINACIÓN EN EL SISTEMA NACIONAL DE REFINACIÓN Y EN ESTADOS UNIDOS**

En el segundo trimestre de 2012, los márgenes variables obtenidos en el Sistema Nacional de Refinación (SNR) y en EU presentaron trayectorias similares. Al realizar el comparativo de los márgenes en el segundo trimestre de 2012 respecto a los del mismo periodo de 2011, se observa que el de EU disminuyó 1.23 dólares, al pasar de 15.39 a 14.16 dólares, mientras que el nacional tuvo una pérdida de 3.72 dólares, al pasar de 1.04 a -2.68 dólares por barril.

La diferencia relativa de 16.84 dólares en los márgenes variables del citado periodo de 2012 a favor de EU, respecto a los del SNR, se atribuye a los mayores rendimientos de productos ligeros de alto valor y a los menores rendimientos de residuales.

**MÁRGENES VARIABLES DE REFINACIÓN DEL SNR Y DE EU**

(dólares por barril)

PERIODO	SNR	EU	EU-SNR
<b>2011</b>	<b>-0.09</b>	<b>14.81</b>	<b>14.90</b>
Trimestre I	3.50	15.22	11.72
Trimestre II	1.04	15.39	14.35
Trimestre III	-2.17	19.12	21.29
Trimestre IV	-2.64	9.52	12.16
<b>2012</b>	<b>-2.71</b>	<b>14.05</b>	<b>16.76</b>
Trimestre I	-2.73	13.94	16.67
Trimestre II	-2.68	14.16	16.84

Fuente: Pemex-Refinación.

La contribución de las gasolinas al margen de refinación de EU en el segundo trimestre de 2012 fue 11.85 dólares superior a la del SNR en igual periodo, con 56.69 y 44.84 dólares por barril de crudo procesado, respectivamente. El rendimiento en este combustible por barril de crudo procesado fue 44.6% en la industria de EU y de 34.5% en el SNR.

La aportación del diesel en el margen de EU excedió 1.97 dólares a la del SNR, con promedios trimestrales en 2012 de 34.99 y 33.02 dólares, en el mismo orden. Esta diferencia también refleja la brecha de rendimientos de estos productos: 27.9% en EU y 24.9% en el SNR.

Los querosenos, con un rendimiento de 9.7% en EU, aportaron 12.11 dólares al margen y en el SNR con 4.5% por barril procesado, su contribución fue 5.52 dólares.

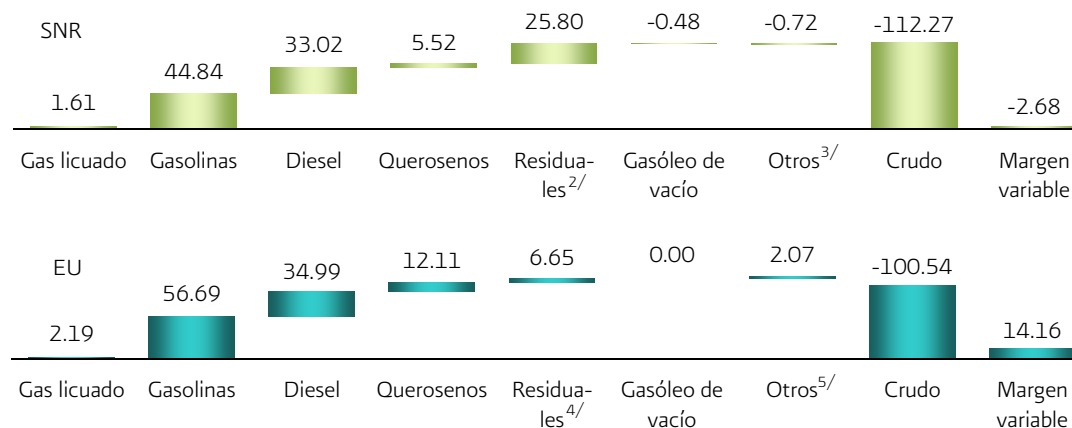
En residuales, el SNR sobrepasó 19.15 dólares la aportación de EU (25.80 frente a 6.65 dólares), diferencia que también se explica por los rendimientos: 29.7% en el SNR y 11.3% en EU.

Las aportaciones en el SNR por los "otros productos" fueron de -0.72 dólares y de gasóleo de vacío -0.48 dólares, en tanto que en EU el primer rubro contribuyó 2.07 dólares al margen de refinación. La participación del gas licuado fue de 2.19 dólares en EU y de 1.61 dólares en el SNR.

Los egresos por materia prima (crudo) en el SNR fueron 11.73 dólares mayores que en EU, al promediar 112.27 dólares por barril en el SNR y 100.54 dólares en EU, lo que contrastó con lo ocurrido en periodos anteriores.



**COMPARACIÓN DE LOS MÁRGENES VARIABLES DE REFINACIÓN, TRIMESTRE II, 2012<sup>1/</sup>**  
(dólares por barril)



1/ Cifras preliminares.

2/ Incluye combustóleo, asfaltos, materia prima para negro de humo, coque y variación de inventarios de los residuales intermedios.

3/ Incluye parafinas, lubricantes, petroquímicos, otras materias primas (gas natural), variación de inventarios de otros productos intermedios y terminados y servicios auxiliares.

4/ Incluye combustóleo y coque.

5/ Incluye otros productos, servicios auxiliares y autoconsumos.

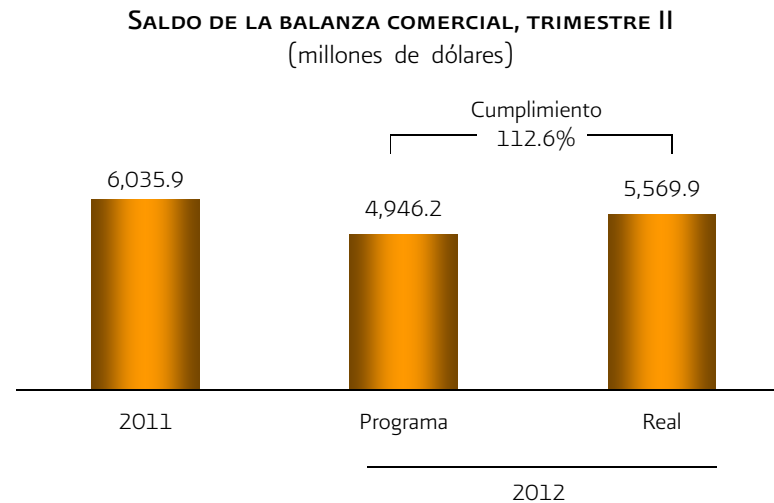
Fuente: Pemex-Refinación.

**BALANZA COMERCIAL DE LA INDUSTRIA PETROLERA NACIONAL**

En el segundo trimestre de 2012, el superávit del comercio exterior de Petróleos Mexicanos ascendió a 5,569.9 millones de dólares, 7.7% menor al mismo periodo del año previo, con una disminución de 2,277 millones de dólares en las exportaciones y de 1,811.1 millones de dólares en las importaciones. Este comportamiento se debió principalmente a una mayor caída en el valor de las exportaciones respecto al de las importaciones. El cumplimiento de la meta del periodo fue 112.6%, por las mismas causas.

Las exportaciones de hidrocarburos fueron 12,317.6 millones de dólares, 15.6% inferiores al mismo periodo de 2011. Del total comercializado en el exterior, la participación por tipo de producto fue la siguiente: petróleo crudo, 90.1%; gasolina natural, 4.9%; petrolíferos y gas licuado, 3.9%; petroquímicos, 0.8%; condensados, 0.3%; y un porcentaje no significativo de gas natural.

En el segundo trimestre de 2012, las importaciones de Petróleos Mexicanos sumaron 6,747.6 millones de dólares lo que significó una reducción de 21.2% en comparación a lo registrado en el mismo periodo del año previo, debido en específico a menores importaciones de gas natural y petrolíferos y. De las importaciones totales 90.5% fueron petrolíferos; 4.8% gas licuado, propano y butano; 3.8% gas natural y 0.9% petroquímicos. El cumplimiento de la meta fue 141.9% por importaciones mayores a las previstas de petrolíferos, en particular diesel, combustóleo y gasolinas.



Fuente: Base de Datos Institucional.

El petróleo crudo representó el rubro con mayor participación de las exportaciones de Petróleos Mexicanos. En el segundo trimestre de 2012 alcanzaron 11,104.1 millones de dólares, monto 13.6% inferior al mismo periodo de 2011 consecuencia de la reducción en el valor comercializado del crudo y por menores volúmenes y precios de la mezcla mexicana de petróleo crudo de exportación. Ésta estuvo compuesta por 75.2% de Maya, 16.5% de Olmeca y 8.3% de Istmo, que en conjunto registraron 1,214 mil barriles diarios, lo que permitió lograr 105.8% de cumplimiento de la meta correspondiente.

- Por país, los destinos del petróleo crudo de exportación fueron: Estados Unidos (77.7%), España (12.6%), India (4.5%), Canadá (1.8%), países del Convenio de San José (1.3%), Portugal (0.9%), Francia (0.6%) y Holanda (0.6%).

Durante el segundo trimestre de 2012, la balanza comercial de gas natural fue deficitaria en 255.3 millones de dólares, saldo 32% inferior al registrado en el periodo equivalente del año anterior, debido al menor precio de este hidrocarburo. Respecto al programa del trimestre, el déficit fue 51.3% del previsto.

- El monto de exportaciones de gas natural fue 0.1 millones de dólares, la quinta parte de lo obtenido de abril a junio de 2011. En términos volumétricos el gas natural registró 1.1 millones de pies cúbicos diarios, 35.3% menos que el segundo trimestre del año previo.
- El valor de las importaciones de gas natural fue 255.4 millones de dólares, 32.1% inferior al monto del segundo trimestre de 2011, equivalente a 1,101.8 millones de pies cúbicos de gas natural, 23.5% superior, en volumen, al mismo periodo del año anterior.

En abril-junio de 2012, la balanza comercial de productos petrolíferos y gas licuado presentó un saldo deficitario de 5,944.8 millones de dólares, 17.5% menor al mismo periodo del año previo, así como superior 53.1% al déficit previsto.

- El valor de las exportaciones de petrolíferos y gas licuado fue 485.6 millones de dólares, 48.1% inferior al registrado en el segundo trimestre de 2011, con un cumplimiento de 133.9% de la meta, variaciones en las que influye básicamente el combustóleo, que aporta 99.9% del volumen total de petrolíferos.
- El valor de las importaciones de petrolíferos y gas licuado alcanzó 6,430.4 millones de dólares, inferior 21% al realizado en el segundo trimestre de 2011 y 51.4% arriba del programa, derivado de mayores volúmenes importados de gasolinas, diesel y combustóleo, así como a la reprogramación en el mantenimiento de plantas en el SNR.
- El volumen importado de gas licuado se ubicó en 62.6 miles de barriles diarios, 12.6% mayor respecto al segundo trimestre de 2011, esto fue resultado de una menor oferta nacional y del crecimiento de las ventas internas. El valor de las importaciones de gas licuado totalizó 323.9 millones de dólares, 14.1% por abajo de lo reportado en el mismo periodo del año anterior.

En el segundo trimestre de 2012, la balanza comercial de productos petroquímicos presentó un superávit de 30.9 millones de dólares, 1.9% inferior al registrado en el mismo periodo del año anterior; en virtud de que el incremento en el precio de los productos importados fue mayor al de los exportados, lo cual atenuó un efecto contrario en volumen.

**VALOR DEL COMERCIO EXTERIOR DE HIDROCARBUROS, TRIMESTRE II**  
(millones de dólares)

CONCEPTO	TRIMESTRE II					ENERO-JUNIO				
	2011	2012		VAR. (%) 12/11	CUMPL. (%) REAL/PROG.	2011	2012		VAR. (%) 12/11	CUMPL. (%) REAL/PROG.
		PROG.	REAL				PROG.	REAL		
<b>SALDO</b>	<b>6,035.9</b>	<b>4,946.2</b>	<b>5,569.9</b>	<b>-7.7</b>	<b>112.6</b>	<b>12,401.6</b>	<b>10,324.9</b>	<b>11,953.6</b>	<b>-3.6</b>	<b>115.8</b>
<b>EXPORTACIONES</b>	<b>14,594.6</b>	<b>9,700.1</b>	<b>12,317.6</b>	<b>-15.6</b>	<b>127.0</b>	<b>27,682.6</b>	<b>19,642.8</b>	<b>26,420.3</b>	<b>-4.6</b>	<b>134.5</b>
Petróleo crudo	12,849.3	8,848.6	11,104.1	-13.6	125.5	24,343.5	17,580.7	23,530.1	-3.3	133.8
Gas natural seco	0.5	-	0.1	-80.0	-	0.9	-	0.3	-66.7	-
Condensados	-	-	36.6	-	-	-	-	77.0	-	-
Petrólíferos y gas licuado	936.2	362.7	485.6	-48.1	133.9	1,891.5	1,028.2	1,409.5	-25.5	137.1
Petroquímicos	71.8	63.3	92.7	29.1	146.4	145.8	105.1	148.9	2.1	141.7
Gasolina natural	736.8	425.5	598.4	-18.8	140.6	1,300.9	928.8	1,254.5	-3.6	135.1
<b>IMPORTACIONES</b>	<b>8,558.7</b>	<b>4,753.9</b>	<b>6,747.6</b>	<b>-21.2</b>	<b>141.9</b>	<b>15,281.0</b>	<b>9,317.9</b>	<b>14,466.7</b>	<b>-5.3</b>	<b>155.3</b>
Gas natural seco	376.1	497.5	255.4	-32.1	51.3	692.3	972.7	482.6	-30.3	49.6
Petrólíferos	7,765.2	3,934.8	6,106.6	-21.4	155.2	13,450.2	7,408.5	12,947.0	-3.7	174.8
Gas licuado	377.1	311.7	323.9	-14.1	103.9	1,069.1	835.6	901.5	-15.7	107.9
Petroquímicos	40.3	9.9	61.8	53.3	624.2	69.3	101.1	135.5	95.5	134.0

La suma de los parciales puede no coincidir con el total debido al redondeo de las cifras.

Fuente: Base de Datos Institucional.

- Por exportación de petroquímicos se obtuvieron 92.7 millones de dólares, 29.1% más que en el segundo trimestre de 2011, principalmente por mayor exportación de azufre, amoniaco, etileno, amoniaco, polietileno de lineal de baja densidad y de alta densidad, y butadieno. Respecto a la meta se tuvo un cumplimiento de 146.4%. En volumen, los petroquímicos exportados alcanzaron 172.9 miles de toneladas, 56.9% más que en abril-junio del año previo.
- El valor de las importaciones de petroquímicos fue 61.8 millones de dólares, 53.3% superior a lo registrado en el segundo trimestre de 2011, por efecto de que al suspenderse la oferta a ventas por el paro de la planta de aromáticos, se reinició la compra de tolueno y xileno para cumplir compromisos contractuales. El cumplimiento de la meta fue 624.2% en valor y 331.9% en volumen con relación al segundo trimestre del año previo.
- Las divisas generadas por las exportaciones de gasolina natural totalizaron 598.4 millones de dólares, monto 18.8% menor al obtenido en el segundo trimestre de 2011, con un cumplimiento de la meta de 140.6%. En volumen, se registraron 77.2 miles de barriles diarios de

exportación, 3.4% menos de lo reportado en el mismo periodo de 2011. Esta situación se debió a la reducción en el recibo de condensados amargos y dulces. Cabe señalar que en este producto no se realizan importaciones.

- En el segundo trimestre de 2012, las exportaciones de condensados alcanzaron 4.5 miles de barriles diarios con un monto de 36.6 millones de dólares. De estos hidrocarburos no se registraron exportaciones en el periodo abril-junio del año previo, ni se tenían programadas para el periodo abril-junio de 2012.

En el primer semestre de 2012, el saldo favorable de la balanza comercial de Petróleos Mexicanos totalizó 11,953.6 millones de dólares, 3.6% por debajo de los montos del año previo, debido a que se acentuó la disminución en el valor de las exportaciones respecto a las importaciones. La reducción de las exportaciones estuvo asociada esencialmente a la del crudo y del combustóleo. En el caso de las importaciones, las mayores caídas en valor estuvieron asociadas a las naftas, el gas natural y el propano.

Las divisas provenientes de la exportación de crudo fueron 23,530.1 millones de dólares, importe 3.3% inferior al del primer semestre de 2011, derivado de la reducción en el valor comercializado del crudo por menores volúmenes de la mezcla mexicana de petróleo crudo de exportación, a pesar de que los precios fueron mayores en el semestre. Respecto a la meta, el cumplimiento fue 133.8% debido a que tanto los volúmenes comercializados como los precios estuvieron por arriba de lo considerado en el programa original. Por tipo, 17,481 millones de dólares correspondieron a crudo Maya, 4,187.6 millones a Olmeca y 1,861.4 millones de dólares a Istmo.

En el periodo de enero-junio de 2012, las exportaciones de petróleo crudo promediaron 1,224.3 miles de barriles diarios, 9.7% menor a lo registrado en 2011, con un cumplimiento de la meta de 106.6%. Por tipo, el petróleo crudo Maya participó con 75.8% del volumen exportado, el Olmeca con 16.6% y el Istmo con 7.6%.

- Por país de destino, el volumen de petróleo crudo se exportó a: Estados Unidos (77.1%), España (13%), India (5.5%), Canadá (1.8%), países del Convenio de San José (1.2%), Portugal (0.4%), China (0.4%), Francia (0.3%) y Holanda (0.3%).

La balanza comercial de gas natural en el primer semestre de 2012 registró un saldo deficitario en 482.3 millones de dólares, 30.2% inferior al mismo semestre del año anterior, como resultado de mayores volúmenes importados. El cumplimiento de la meta fue 49.6%.

- Las divisas por exportación de gas natural fueron 0.3 millones de dólares, 66.7% abajo de las obtenidas en el primer semestre de 2011; no se programó exportar en este periodo. En relación con el volumen de exportación este promedió 1.2 millones de pies cúbicos diarios, 20% menos que lo reportado en el año previo, como resultado de la menor oferta de gas directo de campos.

- El valor de las importaciones de gas natural ascendió a 482.6 millones de dólares, 30.3% por abajo del obtenido en enero-junio del año previo. El volumen promedió 985.8 millones de pies cúbicos diarios, 17.7% superior al registrado en el mismo periodo de 2011, con 93.5% de cumplimiento de la meta, debido a una menor disponibilidad de gas seco de campos. Las importaciones de gas natural representaron 29.3% de las ventas nacionales, 5.1 puntos porcentuales más que en el año anterior.

En enero-junio de 2011, la balanza comercial de productos petrolíferos y gas licuado presentó un saldo deficitario de 12,438.9 millones de dólares, menor en 1.5% al del mismo periodo de 2011, como resultado de que en el semestre las disminuciones de las exportaciones fueron menores a las de las importaciones. Se alcanzó un nivel de cumplimiento de la meta de 172.4%.

- La exportación de petrolíferos y gas licuado totalizó 1,409.5 millones de dólares, importe 25.5% menor al de los primeros seis meses de 2011. La variación se explica por la disminución en las exportaciones de combustóleo (37.3 miles de barriles diarios) lo cual se derivó de la entrada en operación de la planta coquizadora de la refinería de Minatitlán. Este producto representó 96.1% del volumen total de exportaciones de petrolíferos y gas licuado en el semestre.
- La importación de petrolíferos y gas licuado alcanzó 13,848.5 millones de dólares, 4.6% inferior al primer semestre 2011, derivado de la menor compra de naftas, gasolinas y diesel. Este importe representó un cumplimiento de 168% de la meta.

En el primer semestre de 2012, la balanza comercial de productos petroquímicos registró un superávit de 13.3 millones de dólares, 82.6% menor al registrado en el mismo semestre de 2011, en razón de la mayor disponibilidad de petroquímicos en especial azufre, amoníaco y etileno así como de la reducción de las importaciones de propileno y metanol. Lo anterior, contrasta con el superávit programado de 4 millones de dólares.

Las divisas obtenidas por la exportación de petroquímicos ascendieron a 148.9 millones de dólares, 2.1% más que en enero-junio de 2011, con un cumplimiento de la meta de 141.7%. Sobresalen los incrementos en los volúmenes comercializados de azufre, amoníaco, etileno, polietileno de alta densidad y butadieno, contrarrestados por los menores volúmenes de polietileno de baja densidad, estireno y benceno. La importación de petroquímicos totalizó 135.5 millones de dólares, 95.5% mayor a lo ejercido en el primer semestre de 2011, en particular por la compra de mezcla de xilenos, tolueno y especialidades petroquímicas. Respecto a la meta el cumplimiento fue 134%.

Los ingresos por exportación de gasolina natural ascendieron a 1,254.5 millones de dólares, 3.6% inferiores a los primeros seis meses de 2011, con un cumplimiento de la meta de 135.1%, mientras que en volumen alcanzaron 75.1 miles de barriles diarios, 1.8% mayor al registrado en el primer semestre del año previo, con un cumplimiento de 120.2% de la meta. De este producto no se realizan importaciones.

**VOLUMEN DEL COMERCIO EXTERIOR DE HIDROCARBUROS, TRIMESTRE II**

CONCEPTO	TRIMESTRE II					ENERO-JUNIO				
	2011	2012		VAR. (%) 12/11	CUMPL. (%) REAL/PROG.	2011	2012		VAR. (%) 12/11	CUMPL. (%) REAL/PROG.
		PROG.	REAL				PROG.	REAL		
<b>EXPORTACIONES</b>										
<b>PETRÓLEO CRUDO (Mbd)</b>	<b>1,339.0</b>	<b>1,147.7</b>	<b>1,214.0</b>	<b>-9.3</b>	<b>105.8</b>	<b>1,355.3</b>	<b>1,148.5</b>	<b>1,224.3</b>	<b>-9.7</b>	<b>106.6</b>
Maya <sup>1/</sup>	1,023.3	876.0	913.4	-10.7	104.3	1,043.2	871.2	928.3	-11.0	106.6
Istmo	113.3	63.3	100.8	-11.0	159.2	103.1	66.6	92.3	-10.5	138.6
Olmeca	202.5	208.4	199.8	-1.3	95.9	209.0	210.7	203.7	-2.5	96.7
Gas natural seco (MMpcd)	1.7	-	1.1	-35.3	-	1.5	-	1.2	-20.0	-
Condensados (Mbd)	-	-	4.5	-	-	-	-	4.5	-	-
Petrolíferos y gas licuado (Mbd)	109.6	48.3	58.9	-46.3	121.9	120.9	71.4	78.6	-35.0	110.1
Petroquímicos (Mt)	110.2	152.8	172.9	56.9	113.2	238.6	279.0	318.3	33.4	114.1
Gasolina natural (Mbd)	79.9	58.2	77.2	-3.4	132.6	73.8	62.5	75.1	1.8	120.2
<b>IMPORTACIONES</b>										
Gas natural seco (MMpcd)	<b>892.3</b>	<b>1,104.5</b>	<b>1,101.8</b>	<b>23.5</b>	<b>99.8</b>	<b>837.7</b>	<b>1,054.7</b>	<b>985.8</b>	<b>17.7</b>	<b>93.5</b>
Petrolíferos (Mbd)	642.1	439.0	520.2	-19.0	118.5	590.4	417.7	534.9	-9.4	128.1
Gas licuado (Mbd) <sup>2/</sup>	55.6	63.7	62.6	12.6	98.3	83.7	81.1	79.1	-5.5	97.5
Petroquímicos (Mt)	30.9	13.8	45.8	48.2	331.9	60.4	92.0	104.9	73.7	114.0

La suma de los parciales puede no coincidir con el total debido al redondeo de las cifras.

1/ Incluye crudo Altamira.

2/ Incluye propano y butano.

Fuente: Base de Datos Institucional.

## 2. AVANCE DE LA REFORMA ENERGÉTICA

Los principales avances en el proceso de instrumentación de la Reforma Energética, alcanzados durante el primer semestre de 2012, en el marco de la Ley de Petróleos Mexicanos, de su Reglamento y de otras disposiciones aplicables se presentan a continuación:

- En enero de 2012 se publicó la convocatoria para la licitación de los nuevos Contratos Integrales de Exploración y Producción en seis campos maduros de la Región Norte, para incrementar la producción de hidrocarburos, al contar con significativas reservas remanentes y recursos prospectivos.
  - Incluyen dos áreas marinas (Arenque y Atún) y cuatro terrestres (Altamira, Pánuco, San Andrés y Tierra Blanca), ubicados en el sur de Tamaulipas y norte de Veracruz. Se estima que aumentarán su producción alrededor de 100 mil barriles por día en los próximos tres y cuatro años, respectivamente.
  - En mayo de 2012 se cerró la venta de bases para la segunda ronda de licitaciones de los seis campos maduros, participaron 31 empresas que adquirieron 83 bases, y fueron licitados en junio de 2012.
- Asimismo, en enero de 2012, el Consejo de Administración aprobó las “Modificaciones a las disposiciones administrativas de contratación en materia de adquisiciones, obras y servicios de las actividades sustantivas de carácter productivo de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios”.
- En febrero de 2012, el Consejo de Administración emitió las “Políticas, bases y lineamientos en materia de adquisiciones, arrendamientos y servicios, aplicables a Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios”, y aprobó los “Lineamientos para la aprobación de las transacciones estratégicas en Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios y empresas participadas”.
- En febrero de 2012, el Consejo de Administración aprobó incluir en el Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y de sus Organismos Subsidiarios, un objetivo estratégico transversal relativo a temas internacionales, con sus correspondientes estrategias de despliegue.
- En marzo de 2012, conforme al artículo 70 de la Ley de Petróleos Mexicanos se presentó, por conducto de la Secretaría de Energía, al Congreso de la Unión, el Informe Anual 2011 de Petróleos Mexicanos, mismo que se publicó en su página de Internet.
- En junio de 2012, Petróleos Mexicanos anunció los resultados de la segunda ronda de licitaciones de los Contratos Integrales para Pemex-Exploración y Producción de los campos maduros Altamira, Pánuco, Tierra Blanca y San Andrés. Quedaron pendientes de adjudicarse las



áreas de Arenque y Atún. Se estima que con la adjudicación de los contratos se alcanzará un volumen de producción adicional de aproximadamente 80 mil barriles diarios de petróleo, duplicando así la producción actual de la Región Norte.

- En julio de 2012, el Consejo de Administración aprobó el “Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios 2013-2017” y el “Programa Operativo y Financiero Anual de Trabajo de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios”.

### **BONOS CIUDADANOS**

#### **PREMISAS:**

- Títulos de crédito emitidos por Petróleos Mexicanos sin derechos patrimoniales o corporativos.
- La emisión de bonos ciudadanos reforzará el sentido de propiedad pública de los hidrocarburos y su rendimiento estará ligado al desempeño de la empresa. Sólo podrán ser adquiridos por personas físicas y algunas personas morales<sup>8/</sup> mexicanas.
- Los bonos ciudadanos reforzarán la importancia de la creación de valor económico en las decisiones que tome la empresa.

#### **AVANCE:**

- Petróleos Mexicanos y la Secretaría de Hacienda y Crédito Público trabajan de manera conjunta para su emisión. El esquema en desarrollo de bonos ciudadanos busca que estos instrumentos estén ligados a resultados y que reflejen la situación patrimonial de la empresa.
- Los bonos tendrán un componente variable ligado a desempeño.
- Dada la situación financiera actual de la empresa, es necesario que exista un marco fiscal competitivo y una situación de capitalización adecuada de la empresa.

### **2.1 AVANCE Y SITUACIÓN DEL PLAN DE NEGOCIOS DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y DE SUS ORGANISMOS SUBSIDIARIOS**

Petróleos Mexicanos continúa la presentación del reporte de avance de las metas del Plan de Negocios y del programa operativo en cada sesión ordinaria del Consejo de Administración. Los avances correspondientes a 2012 se evalúan conforme a los principales indicadores y sus metas

---

8/ Sociedades de inversión especializadas en fondos para el retiro, fondos de pensiones, sociedades de inversión para personas físicas y otros intermediarios financieros que funjan como formadores de mercado.

contenidas en el Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios, para el horizonte 2012-2016, que fue aprobado por el Consejo de Administración en julio de 2011. Cabe señalar que, como se comenta en el apartado de los Avances en la Reforma Energética, el Consejo de Administración aprobó el “Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios 2013-2017” en julio de 2012.

Los avances en el cumplimiento de las metas del Plan de Negocios y el estimado de cierre 2012 con el que se hace la evaluación del cumplimiento de cada meta, para el periodo enero-junio de 2012 se presentan a continuación:




### INDICADORES DE PEMEX-EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN




OBJETIVO 1		INCREMENTAR INVENTARIO DE RESERVAS POR NUEVOS DESCUBRIMIENTOS Y RECLASIFICACIÓN.							
INDICADOR	RESPONSABLE	2011	2012			VARIACIÓN (%)	REFERENCIA		
			ENE - JUN	ESTIMADO DE CIERRE	META				
Incorporación de reservas 3P, MMBpce	PEP	 1,461	N.D. <sup>1/</sup>	1,879 <sup>2/</sup>		1,598	17.6	N.A.	
Tasa de restitución de reservas probadas, (%)	PEP	 101	N.D. <sup>1/</sup>	100		96	4	100	

1/ Estos indicadores se reportan anualmente.  
2/ POT-I.

N.D. = No disponible

N.A. = No aplica

Comportamiento histórico del indicador	
	Tendencia histórica positiva.
	Tendencia histórica negativa.
	Sin datos históricos 2007-2011

Evaluación del estimado de cierre contra la meta			Observaciones
	-3% > X 3% < X (inv)		Para los indicadores expresados en porcentaje la variación se determina como la diferencia entre el estimado de cierre y la meta.
	-1% > X > = -3% 3% > =X>1% (inv)		
	-1% < =X 1% > =X (inv)		

### INDICADORES DE PEMEX-EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

OBJETIVO 2		INCREMENTAR LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS.							
INDICADOR	RESPONSABLE	2011	2012			VARIACIÓN (%)	REFERENCIA		
			ENE - JUN	ESTIMADO DE CIERRE	META				
Producción de crudo, Mbd	PEP	2,550	2,538	2,581 <sup>1/</sup>		2,606	-1.0	N.A.	
Producción de gas natural, MMpcd	PEP	5,913	5,708	5,760 <sup>1/</sup>		5,837	-1.3	N.A.	

1/ POT-III.

N.A. = No aplica

OBJETIVO 3		OBTENER NIVELES DE EFICIENCIA POR ENCIMA DE ESTÁNDARES INTERNACIONALES EN APROVECHAMIENTO DE GAS Y COSTOS DE PRODUCCIÓN.							
INDICADOR	RESPONSABLE	2011	2012			VARIACIÓN (%)	REFERENCIA		
			ENE - JUN	ESTIMADO DE CIERRE	META				
Aprovechamiento de gas natural, (%)	PEP	96.2	98.1	97.5		98.0	-0.5	98	
Costo de producción, US\$/bpce <sup>1/</sup>	PEP	6.37	5.87	6.48		<=6.48	0	N.D.	
Costo de descubrimiento y desarrollo, US\$/bpce <sup>1/</sup>	PEP	16.77	N.D. <sup>2/</sup>	16.25		<=16.25	0	N.D.	

1/ Expresado en dólares de 2012.

N.D. = No disponible

2/ Indicador reportado anualmente.

Comportamiento histórico del indicador	
	Tendencia histórica positiva.
	Tendencia histórica negativa.
	Sin datos históricos 2007-2011

Evaluación del estimado de cierre contra la meta		Observaciones
	-3% > X 3% < X (inv)	Para los indicadores expresados en porcentaje la variación se determina como la diferencia entre el estimado de cierre y la meta.
	-1% > X > = -3% 3% > =X > 1% (inv)	
	-1% < =X 1% > =X (inv)	

### INDICADORES DE TRANSFORMACIÓN INDUSTRIAL

OBJETIVO 4		ALCANZAR UN DESEMPEÑO OPERATIVO SUPERIOR AL PROMEDIO DE LA INDUSTRIA EN LAS ACTIVIDADES DE TRANSFORMACIÓN.							
INDICADOR	RESPONSABLE	2011	2012			VARIACIÓN (%)	REFERENCIA		
			ENE - JUN	ESTIMADO DE CIERRE	META				
Rendimientos de gasolinas y destilados, (%) <sup>1/</sup>	PR	61.6	64.5	65.8 <sup>2/</sup>	68.9	-3.1	73.2 <sup>3/</sup>		
Índice de intensidad energética, índice	PR	138.3	133.5	126	126	0	94.4 <sup>3/</sup>		
Autoconsumos de gas combustible en procesamiento de gas, (%)	PGPB	5.4	5.16	5.30	<5.5	-0.2	<6		
Ahorro en consumo de gas natural, MMpcd <sup>4/</sup>	PPQ	N.D.	0	0	0	0	N.A.		

1/ Considera producción de crudo.

N.D. = No disponible

N.A. = No aplica

2/ Fuente: Programa de operación (versión 7.00).

3/ Informe Solomon 2010.

4/ PPQ propone un indicador similar, ya que este indicador estaba referido a los proyectos de Cogeneración que aplicarían en 2017.

OBJETIVO 5		INCREMENTAR Y ADAPTAR LA CAPACIDAD DE TRANSFORMACIÓN INDUSTRIAL PARA ASEGURAR EL SUMINISTRO Y MAXIMIZAR EL VALOR ECONÓMICO.							
INDICADOR	RESPONSABLE	2011	2012			VARIACIÓN (%)	REFERENCIA		
			ENE - JUN	ESTIMADO DE CIERRE	META				
Capacidad de producción incremental de gasolinas y destilados intermedios, Mbd	PR	0	39	54 <sup>1/</sup>	0	54	N.A.		
Capacidad incremental criogénica instalada en CPGs, MMpcd	PGPB	0	0	200	200	0	N.A.		

1/ El volumen que se reporta es por el retraso en la entrada en operación de la reconfiguración de Minatitlán. No se consideró como estrategia en el Plan de Negocios 2012-2016, razón por la cual la meta planteada para 2012 es 0.

N.A. = No aplica




Comportamiento histórico del indicador	
	Tendencia histórica positiva.
	Tendencia histórica negativa.
	Sin datos históricos 2007-2011




Evaluación del estimado de cierre contra la meta			Observaciones
	-3% > X 3% < X (inv)		Para los indicadores expresados en porcentaje la variación se determina como la diferencia entre el estimado de cierre y la meta.
	-1% > X > -3% 3% > =X > 1% (inv)		
	-1% < =X 1% > =X (inv)		

### INDICADORES DE TRANSFORMACIÓN INDUSTRIAL

OBJETIVO 6		IMPULSAR EL DESARROLLO DE LA PETROQUÍMICA NACIONAL CON INVERSIÓN PROPIA Y COMPLEMENTARIA.					
INDICADOR	RESPONSABLE	2011	2012			VARIACIÓN (%)	REFERENCIA
			ENE - JUN	ESTIMADO DE CIERRE	META		
Capacidad de producción incremental de petroquímicos, Mta <sub>1/</sub>	PPQ	N.D.	0	0	0	0	N.A.

1/ Pemex-Petroquímica propone cambiar por un indicador de producción, ya que este indicador estaba referido a los proyectos de 1-Buteno y 2da etapa de aromáticos que aplicarían a partir de 2017. N.A. = No aplica

Comportamiento histórico del indicador	
	Tendencia histórica positiva.
	Tendencia histórica negativa.
	Sin datos históricos 2007-2011

Evaluación del estimado de cierre contra la meta			Observaciones
	-3% > X 3% < X (inv)		Para los indicadores expresados en porcentaje la variación se determina como la diferencia entre el estimado de cierre y la meta.
	-1% > X > = -3% 3% > =X>1% (inv)		
	-1% < =X 1% > =X (inv)		

### INDICADORES DE LOGÍSTICA Y COMERCIALIZACIÓN

OBJETIVO 7		OPTIMIZAR LA CAPACIDAD DE LOGÍSTICA Y ACONDICIONAMIENTO DE HIDROCARBUROS.							
INDICADOR	RESPONSABLE	2011	2012			VARIACIÓN (%)	REFERENCIA		
			ENE - JUN	ESTIMADO DE CIERRE	META				
Capacidad adicional de transporte de petrolíferos, Mbd	PR	⇒	15	0	50 <sub>1/</sub>	●	6	733	N.A.
Capacidad adicional de transporte de gas natural, MMpcd	PGPB	⇒	0	0	0	●	48	100	N.A.
Capacidad de deshidratación y desalado de crudo pesado, Mbd	PEP	⇒	450	450	450	●	900	-50	N.A.
Capacidad de eliminación de nitrógeno en el gas, MMpcd de N <sub>2</sub> eliminado	PEP	⇒	617 <sub>2/</sub>	N.D.	N.D.		335	N.D.	N.A.

1/ La actualización del estimado de cierre considera la segunda etapa del sistema Tuxpan-México cuyo inicio de operaciones se reprogramó para 2012.

N.D. = No disponible N.A. = No aplica

2/ Se recomienda eliminar el indicador "Capacidad de eliminación de nitrógeno en el gas" a partir de este año, debido a que se considera que esta meta es superada actualmente y se está controlando de manera operativa (estrangulamiento y reinyección a pozos). Este indicador ha sido cancelado a partir del 1er trimestre de 2012, por haber alcanzado el cumplimiento de la NOM-1001 SECRE 2010.

OBJETIVO 8		FORTALECER LA ORIENTACIÓN A LOS CLIENTES.							
INDICADOR	RESPONSABLE	2011	2012			VARIACIÓN (%)	REFERENCIA		
			ENE - JUN	ESTIMADO DE CIERRE	META				
Índice de satisfacción en Pemex-Refinación, (calificación otorgada en encuestas de mercado) <sub>1/</sub>	PR	➔	78 <sub>1/</sub>	N.D. <sub>2/</sub>	80	●	80	0	N.A.
Índice de satisfacción de clientes de gas natural, (%)	PGPB	➔	78	N.D. <sub>2/</sub>	80	●	82.4	-2.4	N.A.

1/ Se redefine el valor real 2011 y la meta con base en escala 100. Su comportamiento histórico incluye información de 2008-2011.

N.D. = No disponible N.A. = No aplica

2/ El indicador es anual y se mide en noviembre o diciembre.

Comportamiento histórico del indicador	
	Tendencia histórica positiva.
	Tendencia histórica negativa.
	Sin datos históricos 2007-2011

Evaluación del estimado de cierre contra la meta			Observaciones
	-3% > X 3% < X (inv)		Para los indicadores expresados en porcentaje la variación se determina como la diferencia entre el estimado de cierre y la meta.
	-1% > X >= -3% 3% >= X > 1% (inv)		
	-1% <= X 1% >= X (inv)		

### INDICADORES TEMAS TRANSVERSALES

OBJETIVO 9		GARANTIZAR LA OPERACIÓN SEGURA Y CONFIABLE.							
INDICADOR	RESPONSABLE	2011	2012			VARIACIÓN (%)	REFERENCIA		
			ENE - JUN	ESTIMADO DE CIERRE	META				
Índice de frecuencia de accidentes, índice	OS/DCO	 0.54	0.53	0.54		<0.38 <sup>1/</sup>	42.1	0.42 <sub>5/</sub>	
PEP-Índice de paros no programados, (%) <sup>2/ 4/</sup>	PEP/DCO	 0.87	1.4	1.0		1.5	-0.5	1.0	
PR/SP-Índice de paros no programados, (%) <sup>3/ 4/</sup>	PR/DCO	 6.4	5.7	4.0		2.0	2	1.0	
PGPB/SP- Índice de paros no programados, (%) <sup>3/ 4/</sup>	PGPB/DCO	 0.6	0.4	0.7		1.0	-0.3	1.0	
PPQ/SO- Índice de paros no programados, (%) <sup>3/ 4/</sup>	PPQ/DCO	 2.1	1.4	1.4		1.2	0.2	1.0	




1/ Ajuste en metas presentado al Consejo de Administración en diciembre de 2011.




2/ IPNP por pérdida función instalaciones críticas considera 42 instalaciones: SPRMNE (23), SPRMSO (6), SDC (10), SPRS (2), SPRN (1). (Compresión alta, booster, turbogeneradores y turbo bombas).

3/ Incluye IPNP por causas internas (propias): fallas de equipo y retrasos en reparaciones (incluye fallas de servicios principales en los centros que son autosuficientes).

4/ Tendencia histórica 2010-2011.

5/ Oil and Gas Producers.

Comportamiento histórico del indicador	
	Tendencia histórica positiva.
	Tendencia histórica negativa.
	Sin datos históricos 2007-2011

Evaluación del estimado de cierre contra la meta			Observaciones
	-3% > X 3% < X (inv)		Para los indicadores expresados en porcentaje la variación se determina como la diferencia entre el estimado de cierre y la meta.
	-1% > X > = -3% 3% > =X > 1% (inv)		
	-1% < =X 1% > =X (inv)		

### INDICADORES TEMAS TRANSVERSALES

OBJETIVO 10		MEJORAR EL DESEMPEÑO AMBIENTAL, LA SUSTENTABILIDAD DEL NEGOCIO Y LA RELACIÓN CON COMUNIDADES.							
INDICADOR	RESPONSABLE	2011	2012			VARIACIÓN (%)	REFERENCIA		
			ENE - JUN	ESTIMADO DE CIERRE	META				
Avance en la implantación del Subsistema de Administración Ambiental – SAA, nivel	OS/DCO	91% Nivel 2	91% Nivel 2	100% Nivel 2		Nivel 2 <sub>2/</sub>	0	N.A.	
Reducción de emisiones de CO <sub>2</sub> vs año base 2008, MMt	OS/DCO	13.36 <sub>1/</sub>	14.5 <sub>3/</sub>	14.7		13.70	7.3	N.A.	
Evaluación Sustainable Asset Management-SAM, puntaje	OS/DCO	52	59	59		55	7.3	51 <sub>4/</sub> /86 <sub>5/</sub>	
Avance en la implantación de una Política de Desarrollo Social y Comunitaria de Petróleos Mexicanos, (%)	OS/DCA	N.D.	35	43		43	0	N.A.	

1/ En el informe ene-feb 2012 se reportó un valor de 14.45 MMt, el cambio a 13.36 MMt se debe a los ajustes realizados con base al resultado de la auditoría en el SISPA realizada por parte de Pricewaterhouse Coopers.

2/ Ajuste en metas presentado al Consejo de Administración en diciembre de 2011.

3/ Cifra anualizada al 2012.

4/ Evaluación 2011 del promedio del sector.

5/ Evaluación 2011 del Líder del sector.

N.D. = No disponible

N.A. = No aplica

OBJETIVO 11		DESARROLLAR Y PROVEER RECURSOS HUMANOS ESPECIALIZADOS Y MEJORAR LA PRODUCTIVIDAD LABORAL.							
INDICADOR	RESPONSABLE	2011	2012			VARIACIÓN (%)	REFERENCIA		
			ENE - JUN	ESTIMADO DE CIERRE	META				
Costo de mano de obra de los procesos de soporte, (%)	OS/DCA	21	14.2	16.5		16.5	0	N.A.	
Porcentaje de personal con nivel de desempeño mayor al promedio, (%)	OS/DCA	42.4	48.8	46		40	6	N.A.	



N.A. = No aplica

Comportamiento histórico del indicador	
	Tendencia histórica positiva.
	Tendencia histórica negativa.
	Sin datos históricos 2007-2011

Evaluación del estimado de cierre contra la meta			Observaciones
	-3% > X 3% < X (inv)		-1% > X >= -3% 3% >= X > 1% (inv)
	-1% <= X 1% >= X (inv)		
			Para los indicadores expresados en porcentaje la variación se determina como la diferencia entre el estimado de cierre y la meta.



### INDICADORES TEMAS TRANSVERSALES

OBJETIVO 12		INCREMENTAR LA GENERACIÓN DE VALOR Y LA EFICIENCIA DEL PROCESO DE SUMINISTROS Y FORTALECER LA PROVEEDURÍA NACIONAL.							
INDICADOR	RESPONSABLE	2011	2012			VARIACIÓN (%)	REFERENCIA		
			ENE - JUN	ESTIMADO DE CIERRE	META				
Avance en la implantación del modelo de negocio único e integral de suministros, (%)	OS/DCO	9	12	40 	40	0	N.A.		
Contenido nacional, (%)	OS/DCO	40.5 <sup>1/</sup>	N.D.	37.1 	37.1	0	N.A.		

1/ Calculado de manera trianual, el valor reportado 2011, corresponde al periodo 2009-2011.

N.D. = No disponible

N.A. = No aplica




OBJETIVO 13		APOYAR EL CRECIMIENTO Y MEJORA DEL NEGOCIO MEDIANTE EL DESARROLLO TECNOLÓGICO.							
INDICADOR	RESPONSABLE	2011	2012			VARIACIÓN (%)	REFERENCIA		
			ENE - JUN	ESTIMADO DE CIERRE	META				
Atención a las necesidades tecnológicas prioritarias, (%) <sup>1/2/</sup>	OS/DCO	N.D.	N.D.	10 	10	0	N.A.		




1/ Indicador definido a partir de 2012.

2/ Se reportará con periodicidad semestral.



N.D. = No disponible

N.A. = No aplica

Comportamiento histórico del indicador	
	Tendencia histórica positiva.
	Tendencia histórica negativa.
	Sin datos históricos 2007-2011

Evaluación del estimado de cierre contra la meta			Observaciones
	-3% > X 3% < X (inv)		Para los indicadores expresados en porcentaje la variación se determina como la diferencia entre el estimado de cierre y la meta.
	-1% > X > -3% 3% > =X > 1% (inv)		
	-1% < =X 1% > =X (inv)		




### INDICADORES TEMAS TRANSVERSALES




OBJETIVO 14		FORTALECER LA GESTIÓN POR PROCESOS Y LA EJECUCIÓN DE PROYECTOS.						
INDICADOR	RESPONSABLE	2011	2012			VARIACIÓN (%)	REFERENCIA	
			ENE - JUN	ESTIMADO DE CIERRE	META			
Porcentaje de proyectos cubiertos por el SIDP, (%) <sub>1/</sub>	OS/DCO	N.D.	4.27	41		41	0	N.A.
Avance en la implementación de las iniciativas del SGP, (%) <sub>1/</sub>	OS/DCTIPN	N.D.	25.4	48		82	-34	N.A.

1/ Indicador definido a partir de 2012.

N.D. = No disponible

N.A. = No aplica

Comportamiento histórico del indicador	
	Tendencia histórica positiva.
	Tendencia histórica negativa.
	Sin datos históricos 2007-2011

Evaluación del estimado de cierre contra la meta			Observaciones	
	-3% > X 3% < X (inv)		-1% > X > = -3% 3% > =X > 1% (inv)	<p>Para los indicadores expresados en porcentaje la variación se determina como la diferencia entre el estimado de cierre y la meta.</p>
	-1% < =X 1% > =X (inv)			

## **2.2 AVANCES EN EL PROGRAMA DE REESTRUCTURACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS**

Se formalizaron y aplicaron todas las estructuras básicas contenidas en el Estatuto Orgánico, aprobadas en 2011 por los Consejos de Administración de Petróleos Mexicanos, y de los organismos subsidiarios, derivadas del Programa de Reestructuración de Petróleos Mexicanos.

En el caso de la estructura de la Dirección Corporativa de Tecnología de Información y Procesos de Negocio, se autorizó la microestructura de esta dirección en diciembre de 2011, y el acuerdo de aplicación se autorizó en mayo de 2012.

El 22 de mayo se autorizaron los acuerdos de organización de las microestructuras de la Dirección Corporativa de Finanzas y de la Subdirección de Servicios Corporativos, ambas se encuentran en etapa de aplicación.

### **PEMEX-EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN**

Durante febrero de 2012, se autorizaron los acuerdos de organización de la micro estructura de cada una de las subdirecciones; actualmente se está trabajando en el proyecto de aplicación.

### **PEMEX-REFINACIÓN**

Conforme al análisis organizacional efectuado al Sistema Nacional de Refinación, se autorizó el acuerdo de organización consistente en la integración del proceso de mantenimiento en un solo mando, el fortalecimiento del área operativa y orientar la función de SIPA hacia los roles de asesor, entrenador, auditor y normativo.

El consejo de administración del organismo, autorizó la macro estructura de la Subdirección de Administración y Finanzas.

En cuanto a la reorganización de la Subdirección de Almacenamiento y Reparto, se encuentran en etapa de evaluación los elementos que hagan autofinanciable dicho proyecto.

### **PEMEX-GAS Y PETROQUÍMICA BÁSICA**

Derivado de la eliminación de la Dirección Corporativa de Ingeniería y Desarrollo de Proyectos, se acreditó y autorizó el proyecto de la microestructura de la Gerencia de Proyecto y Construcción en el organismo subsidiario, actualmente se está trabajando en el proyecto de aplicación.

Se inició el estudio de reorganización de las terminales de gas licuado y petroquímicos básicos y sus representaciones comerciales, a fin de optimizar su operación en función de la complejidad de cada mercado.

#### **PEMEX-PETROQUÍMICA**

Se planteó la reestructura de la Gerencia de Mantenimiento de acuerdo al modelo organizacional definido por la Dirección Corporativa de Operaciones, propuesta en etapa de evaluación del organismo.

Se autorizó la tripulación de la organización para la operación de la planta *CCR-platforming* del Complejo Petroquímico La Cangrejera.

### **2.3 PLAN ESTRATÉGICO DE TECNOLOGÍA DE INFORMACIÓN**

La Dirección Corporativa de Tecnología de Información y Procesos de Negocio (DCTIPN), realiza diferentes proyectos enfocados a satisfacer los requerimientos de negocio de la cadena de valor de la empresa, así como fortalecer y estandarizar los procesos y servicios de Tecnología de Información (TI) conforme a las mejores prácticas internacionales.

Como parte de sus facultades, la DCTIPN, en función del Plan Estratégico, sigue haciendo esfuerzos apoyando a la automatización industrial y trabajando para implementar una arquitectura integrada para todos los procesos industriales en los diferentes organismos subsidiarios de Petróleos Mexicanos.

#### **INICIATIVAS DEL SISTEMA DE GESTIÓN POR PROCESOS (FINANZAS)**

Dentro del Sistema de Gestión por Procesos, surge la iniciativa de Finanzas, que busca homologar el proceso financiero en Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios, así como dar cumplimiento a las disposiciones gubernamentales, presupuestales y Normas Internacionales de Información Financiera (IFRS); los objetivos del Proyecto son:

- Homologar los procesos de Finanzas en Petróleos Mexicanos, organismos subsidiarios y compañías subsidiarias.
- Dar cumplimiento a las normas Internacionales de Información Financiera, gubernamentales, de la Comisión Reguladora de Energía; así como a la normatividad y controles internos correspondientes.
- Instalar los sistemas informáticos en una plataforma tecnológica única.

Principales logros al segundo trimestre de 2012:

#### Solución de Corto Plazo

- El reporte a la Bolsa Mexicana de Valores se lleva a cabo el segundo trimestre con la herramienta Excel. La solución de corto plazo automatizada se desarrolla en paralelo para verificar el proceso completo y hacer los ajustes necesarios y quedará lista para el tercer trimestre.

#### Solución Homologada

- Se encuentran liberados los Planos de Negocio (BBPs).
- En revisión el Plan de Trabajo Fase 4 de manera integral: Solución de Corto Plazo y Solución Homologada.
- Se realizó la segunda sesión de integración para alinear las salidas en productivo de Finanzas y Suministros.

#### **INICIATIVAS DEL SISTEMA DE GESTIÓN POR PROCESOS (SUMINISTROS)**

La iniciativa de Suministros se encuentra también dentro de la estrategia del Sistema de Gestión por Procesos, el alcance del proyecto consiste en la Implementación Integral del Subproceso de Suministros que incluye:

- El análisis de los requerimientos de negocio, diseño, construcción, puesta en productivo y soporte post-implementación de la solución, así como la gestión del cambio, y la transferencia del conocimiento de la solución.
- La incorporación de mejores prácticas para la conducción corporativa y coordinación que permitan lograr el correcto funcionamiento del Modelo de Negocio Único Institucional de Suministros.

El objetivo fundamental del proyecto consiste en:

- Implementar una solución de negocio para la homologación y estandarización del Subproceso de Suministros en Petróleos Mexicanos en una plataforma tecnológica integral única y en congruencia con la estrategia del Sistema de Gestión por Procesos (SGP).

Principales logros al segundo trimestre de 2012:

- Se concluyeron los ciclos de diseño de procesos de negocio, correspondiente a la Fase 2: Diseño (Planos de Negocio).
- El 13 de abril dio inicio la Fase 3 de Realización, la cual concluirá el 28 de enero de 2013.

- Existen riesgos en la integración de la funcionalidad de HITEC-ITS con PLUS por el tema de confidencialidad/derechos de propiedad. Se gestionan con ITS las acciones necesarias para que la funcionalidad del sistema HITEC sea incorporada en esta iniciativa.
- Para la integración entre PLUS y CompraNet se requerirá formalizar en paralelo una contratación de servicios. Se entregaron los requerimientos técnicos a «Bravo Solution», para que realice análisis de factibilidad y envíe una propuesta técnica con la cotización correspondiente.

### **INICIATIVA DE IMPLEMENTACIÓN DEL ERP DE TI**

El Sistema de Planeación de los Recursos de la Empresa (ERP, por sus siglas en inglés) alinea los procesos de operación y administración de las áreas de tecnología con los del negocio, garantizando el cumplimiento de los niveles de servicio acordados para los procesos de negocio y servicio de Tecnología de Información y Comunicación (TIC) mediante el monitoreo de los elementos que los componen.

Integra las mesas de servicio de Petróleos Mexicanos para contar con una sola fuente de información y estandarizar un solo proceso de atención a nuestros clientes, se implementa la mesa de servicios TIC única para Petróleos Mexicanos, con el cual se eliminan las tareas repetitivas de la configuración de elementos TIC y minimiza el impacto por errores manuales asegurando el cumplimiento de las políticas de configuraciones en la infraestructura.

Principales logros al segundo trimestre de 2012:

- Se diseña e inicia la fase 2 del ERP de TI (adopción y madurez).
- Se definen los principales indicadores (KPI's) orientados a las metas del negocio.
- Se definen las líneas base.
- Se definen los objetivos.
- Se inició la implantación de mesas de negocio en la infraestructura del ERP de TI para Pemex-Exploración y Producción, Pemex-Petroquímica y la Dirección Corporativa de Administración.

**INICIATIVA DE IMPLEMENTACIÓN DEL PLAN MAESTRO DE AUTOMATIZACIÓN INDUSTRIAL**

Como parte de las funciones de la Dirección Corporativa de Tecnología de Información y Procesos de Negocio se incorpora la especialidad de Automatización Industrial, para lo cual se establecen los siguientes objetivos:

- Diagnóstico de la plataforma de automatización industrial existente en Petróleos Mexicanos.
- Diseñar la arquitectura Integrada para todos los procesos industriales en los diferentes organismos subsidiarios de Petróleos Mexicanos.
- Alinear todos los proyectos e iniciativas de automatización industrial a la arquitectura diseñada.
- Establecer un catálogo base para selección de tecnología en materia de automatización industrial.
- Desarrollar soluciones de optimización para los procesos industriales.

Principales logros al segundo trimestre de 2012:

- Elaboración de diagnóstico y recomendaciones para los sistemas de medición de transferencia de custodia del Complejo Petroquímico Cosoleacaque como parte del proyecto “Macro proceso de Control de Inventarios”. También se inició estudio y evaluación de los sistemas de medición de referencia inter plantas: amoniaco V, amoniaco VII y calderas del mismo complejo.
- Para el proyecto de 47 poliductos de Pemex-Refinación se iniciaron los trabajos de desarrollo de ingeniería de 12 sitios que se entregarán en este año.
- Para el proyecto de 7 Sistemas de Medición y Control de Operaciones en Terminales de Pemex-Refinación se realizaron pruebas en sitio del sistema contra incendio (SICCI); también, se aprobó el desarrollo del programa de control para este último sistema. Se realizaron pruebas en fábrica y se programaron las pruebas en sitio para los sistemas de medición y control (SIMCOT).

**INICIATIVA DE INTEGRACIÓN DE LA CADENA DE VALOR DE LOS PROCESOS DE DIRECCIÓN DEL NEGOCIO, *DOWNSTREAM*, COMERCIALIZACIÓN, *TRADING* Y LOGÍSTICA EN PETRÓLEOS MEXICANOS**

El objetivo de esta iniciativa es mejorar la integración, calidad y oportunidad de la información de los procesos de *Downstream*, Logística, Transporte y Distribución y Comercialización (Cadena de Valor) de manera que la planeación, programación, operación y evaluación de

resultados se realice de forma más eficiente y contribuya a la maximización de valor que requiere Petróleos Mexicanos. Los principales objetivos son:

- Ofrecer a nuestros clientes soluciones logísticas integrales en la distribución y entrega de productos, satisfaciendo los requerimientos en términos de cantidad, calidad, oportunidad y seguridad.
- Promover una cultura de orientación al cliente para asegurar su satisfacción y preferencia genuina, garantizando un servicio con calidad.
- Identificar, difundir e implementar las mejores prácticas y estrategias que permitan establecer un proceso integral.
- Establecer lineamientos de control que permitan medir y evaluar el desempeño de la cadena de valor, mediante la identificación de los índices de desempeño operativos clave (KPI's) que deben ser implantados y reducir al mínimo la captura manual de información.
- Impulsar y capturar mejores oportunidades de negocios en el mercado local y extranjero.
- Incorporar las mejores tecnologías disponibles, asegurando la eficiencia, competitividad, rentabilidad y seguridad de manera oportuna.
- Utilizar modelos rigurosos para el manejo de plantas, programación lineal y de negocio para la optimización del sistema.

Principales logros al segundo trimestre de 2012

- Los requerimientos de negocio han sido revisados por los cuerpos de gobierno de *Downstream*, Logística y Dirección del Negocio. Aún se encuentra en revisión por el Cuerpo de Gobierno de Comercialización.



## 2.4 AVANCES EN LA ESTRATEGIA DE DESARROLLO DE PROVEEDORES, CONTRATISTAS Y CONTENIDO NACIONAL

### 2.4.1 CONTENIDO NACIONAL

Con el objetivo de fortalecer a la industria nacional, La Ley de Petróleos Mexicanos establece que se incremente 25% el contenido nacional en las contrataciones de Petróleos Mexicanos.

Para el periodo 2009-2011 el estimado de contenido nacional de Petróleos Mexicanos fue de 40.5%. El desglose por tipo de contratación se describe en la siguiente tabla:

<b>ESTIMADO DE CONTENIDO NACIONAL EN PETRÓLEOS MEXICANOS</b>				
	<b>2006-2008</b>	<b>2007-2009</b>	<b>2008-2010</b>	<b>2009-2011</b>
<b>CONSOLIDADO PEMEX</b>	<b>35.1%</b>	<b>35.6%</b>	<b>38.7%</b>	<b>40.5%</b>
Bienes	18.6%	23.3%	29.9%	37.8%
Servicios y arrendamientos	22.6%	22.7%	29.1%	35.2%
Obra pública y servicios relacionados	52.0%	50.4%	48.4%	46.6%

El indicador ha mostrado una variación positiva desde la primera estimación de 35.1% realizada para el periodo 2006-2008, que fue publicada el 26 de mayo de 2009 como punto de partida de la Estrategia de Petróleos Mexicanos para el Desarrollo de Proveedores, Contratistas y Contenido Nacional. El contenido nacional 2009-2011 reportado este año, de 40.5%, estima un incremento del 5.4 puntos porcentuales con respecto de la primera estimación. El contenido nacional consolidado se reportó en el Plan de Negocios 2012-2016, que fue aprobado el 5 de julio de 2011 en el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos.

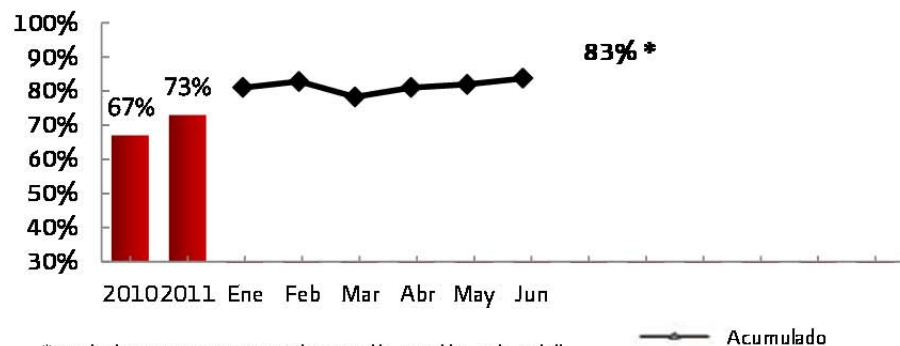
El estimado es una referencia que refleja la tendencia de la participación nacional en las contrataciones de Petróleos Mexicanos, pero no es el dato preciso de contenido nacional de cada bien que se haya adquirido en el periodo. Para incrementar la calidad de la información, se impulsa el registro de la medición puntual del grado de integración nacional, a través de la definición y difusión de las fórmulas para bienes, servicios y arrendamientos, y obra pública.

En los procedimientos de contratación de adquisiciones de bienes y de obra pública, bajo la Ley de Petróleos Mexicanos, se incluyeron anexos estándar en los que se indica a los proveedores cómo deben calcular, acreditar bienes nacionales y declarar el grado de integración nacional de los bienes que entregan.

Petróleos Mexicanos captura las oportunidades para exigir contenido nacional, respetando lo establecido en los tratados de libre comercio signados por nuestro país. En particular, durante el primer semestre del 2012 se continuó con el seguimiento al requerimiento de contenido nacional en las licitaciones de obra pública que llevan a cabo Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios.

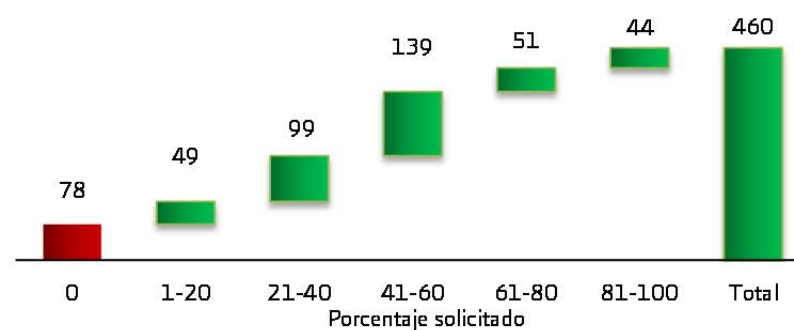
En 2010 y 2011 se solicitaron mínimos de contenido nacional en 67% y 73% de las licitaciones de obra, respectivamente. Durante el primer semestre de 2012, se han solicitado mínimos de contenido nacional en el 83%, de un total de 460 licitaciones.

**LICITACIONES QUE SOLICITAN MÍNIMOS DE CONTENIDO NACIONAL EN OBRA**  
[porcentaje]



\* No incluye contratos cuyo alcance sólo considera obra civil.  
Fuente: Petróleos Mexicanos.

**NÚMERO DE LICITACIONES, ENE-JUN 2012**



Por otra parte, se concluyó la segunda edición del Pronóstico de Demanda de los bienes y servicios que requerirá Petróleos Mexicanos para el periodo 2012-2016, como parte de su Estrategia para el Desarrollo de Proveedores, Contratistas y Contenido Nacional.

El Pronóstico de Demanda permite conocer mejor los requerimientos de Petróleos Mexicanos de forma semestral para los próximos cinco años, y su objetivo es difundirlos de forma activa y transparente ante la industria nacional para que ésta mejore su capacidad de planeación, tanto operativa como estratégica.

Como parte de las iniciativas establecidas en la Estrategia de Desarrollo de Proveedores, Contratistas y Contenido Nacional, se ha logrado consolidar en esta sola herramienta las necesidades futuras de bienes y servicios de la empresa. La herramienta comprende la demanda

potencial requerida en la operación, mantenimiento y obra. Se trata de una de las palancas que Petróleos Mexicanos utiliza para aumentar su contenido nacional.

El pronóstico de demanda de bienes y servicios de PEMEX 2012-2016, que se puso a disposición de los industriales mexicanos a partir de mayo de 2012, muestra las necesidades futuras de construcción de plantas industriales, pozos, plataformas y ductos, clasificados en familias de ingeniería, procura y construcción.

El pronóstico comprende dos módulos:

1. El primero incluye el pronóstico de demanda de bienes y servicios para operación continua y mantenimiento, los cuales se adquirirían directamente a través de contratos de adquisiciones y de servicios. Este módulo incluye 31 familias para servicios y más de 3,000 subfamilias para bienes.
2. El segundo plasma el pronóstico de demanda de bienes y servicios para proyectos de inversión, los cuales se adquirirían a través de terceros mediante contratos de obra pública, e incluye las siguientes instalaciones:
  - 100 nuevas plantas industriales y 51 modernizaciones de plantas industriales.
  - 17 terminales de almacenamiento y reparto, estaciones de rebombeo o compresión.
  - 63 plataformas marinas y 129 ductos marinos.
  - 43 ductos terrestres.
  - 6 baterías de separación y 6 sistemas de estabilización de aceite.
  - 6 obras sobre cubierta y 5 obras terrestres varias (PEP).
  - Actividades de exploración y actividades de explotación.

Como parte del monitoreo y seguimiento del uso de la herramienta, se tiene registrado al 30 de junio de 2012:

- 4,298 usuarios registrados.
- 8,053 accesos al sistema.

- 5,047 descargas de demandas consolidadas.
- 20,278 consultas de la información detallada de un bien o servicio.
- 8,754 descargas de la información detallada de un bien o servicio.

Asimismo, a fin de evaluar si el Pronóstico de Demanda alcanza el objetivo de apoyar a la industria en sus esfuerzos de planeación, a partir de abril se aplica una encuesta a los usuarios al salir de la herramienta. A junio de 2012 respondieron la encuesta 325 proveedores o contratistas, y 104 usuarios de Petróleos Mexicanos o entidades de Gobierno:

- 82% considera que la información es útil para la elaboración de planes de inversión o ampliación de capacidad.
- 78% considera que la información es útil para visualizar sociedades con otras empresas.
- 96% volvería a consultar el Pronóstico de Demanda en su próxima actualización.

Esta herramienta informática está disponible en la página de Internet de Petróleos Mexicanos para las empresas nacionales registradas en el Directorio Institucional de Proveedores y Contratistas, así como para personal de Petróleos Mexicanos y externo que solicite su acceso.

Adicionalmente, cabe señalar las labores realizadas durante el primer semestre del 2012, por el Grupo de Trabajo de Contenido Nacional y Desarrollo de Proveedores, conformado por personal de Petróleos Mexicanos y representantes de cámaras industriales.

Entre los temas más relevantes que se abordan en este grupo están: la difusión de los Anexos de Contenido Nacional que describen con claridad la forma en que se debe calcular y declarar el contenido nacional en adquisiciones y obra pública; la determinación e identificación de la oferta nacional de los bienes que requiere Petróleos Mexicanos, así como el contenido nacional de éstos; el seguimiento puntual a las solicitudes de mínimos de contenido nacional en obra pública; y el avance en la definición, en conjunto con la Secretaría de Economía, de un mecanismo de verificación del contenido nacional declarado.

#### **2.4.2 DESARROLLO DE PROVEEDORES Y CONTRATISTAS**

El objetivo de los esfuerzos de desarrollo de proveedores y contratistas, es contar con una proveeduría nacional competitiva que satisfaga la demanda de bienes y servicios críticos de Petróleos Mexicanos. En este frente, se continuaron las actividades para fortalecer la relación con proveedores y contratistas al difundir las necesidades de demanda en el mediano plazo, al impulsar las compras a pequeñas y medianas

empresas (PYMES) y al promover el otorgamiento de apoyos financieros y técnicos a proveedores actuales y potenciales de Petróleos Mexicanos.

A través de los proyectos de desarrollo de proveedores y contratistas se canalizan, al segmento de la industria nacional que atiende la demanda de Petróleos Mexicanos, los recursos que el Gobierno Federal destina al desarrollo y al fomento industrial, específicamente los recursos del Fideicomiso o FISO Pemex, que se constituyó como producto de la Reforma Energética de 2008.

En este frente, se están integrando proyectos de desarrollo de proveedores y contratistas con alcance sectorial. Esto significa que el beneficio de los apoyos provenientes del Fideicomiso o FISO Pemex, fortalecerá a las empresas nacionales pertenecientes a sectores industriales que son críticos para el funcionamiento de Petróleos Mexicanos. Con estos proyectos, el efecto multiplicador de los apoyos beneficiará a todo un sector.

Durante el segundo semestre del 2012, se tendrán los primeros resultados de estos proyectos sectoriales ya que se contará con un diagnóstico de sectores completos incluyendo: su capacidad instalada; el grado de integración nacional que consideran; y cuáles son las mayores áreas de oportunidad de los sectores y de las empresas que los conforman, para seguir trabajando en fortalecer las cadenas de proveeduría donde más lo necesitan.

Este esfuerzo se realiza en coordinación con las cámaras y asociaciones que representan a la industria nacional. Los dos primeros proyectos sectoriales están conformados de la siguiente manera:

#### 1. Sector Eléctrico

- Tableros.
- Transformadores.
- Arrancadores.
- Conductores eléctricos (cable).
- Motores.
- Centros de control de motores.

#### 2. Válvulas manuales de proceso

En complemento al desarrollo de sectores, se trabaja con empresas específicas cuya producción forma parte de los recursos críticos para Petróleos Mexicanos, además de que estén interesadas en participar en estos proyectos. Actualmente se encuentran en ejecución los siguientes proyectos de desarrollo de proveedores:

- Empresa tractora. Se han diagnosticado 29 de un total de 100 proveedores identificados por la tractora y se diseñan sus planes de mejora, para iniciar la etapa de ejecución y desarrollo de éstos
- Espárragos (tornillos largos sin cabeza). Se apoya la ampliación de la capacidad productiva
- Partes de equipo dinámico. Se realiza un proyecto para el desarrollo de la cadena de una empresa especializada en la fabricación de partes de equipo dinámico

Las convocatorias son las herramientas de gestión que pueden aprovechar las empresas interesadas, para solicitar recursos de asistencia técnica del FISO Pemex. Producto de la publicación de seis convocatorias para desarrollo de proveeduría nacional, se aprobó la ejecución de los dos estudios sectoriales arriba señalados, así como la ejecución de dos proyectos específicos adicionales orientados a fabricantes nacionales de interruptores tanque muerto y espárragos.

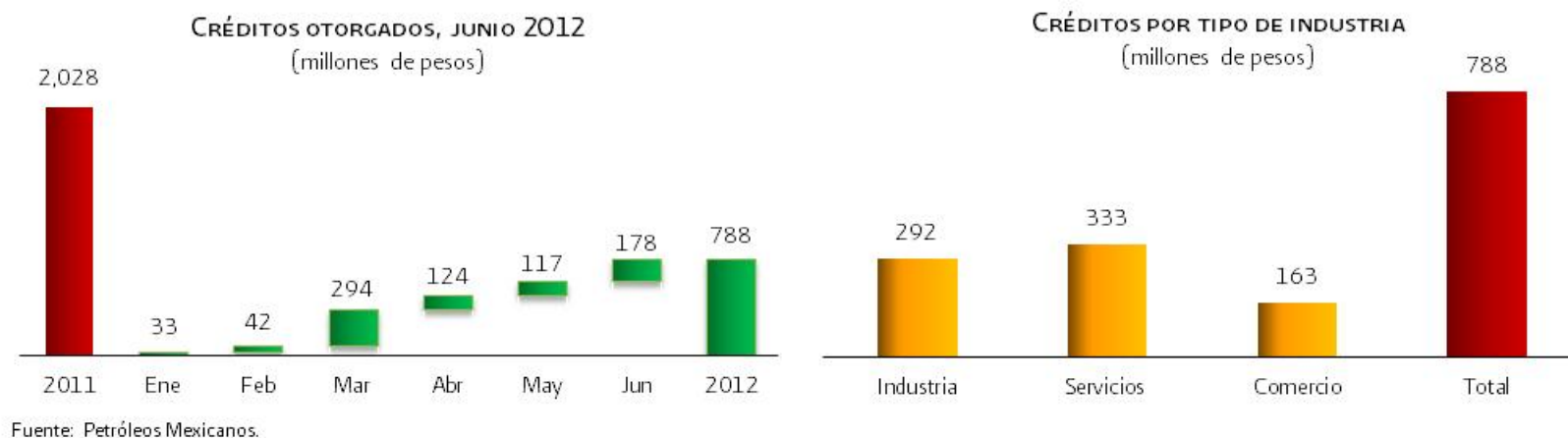
En complemento a lo anterior, y por la necesidad de contar con una evaluación experta para asignar estos recursos, se conformó la Comisión de Evaluación en coordinación con el Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACYT), que será el órgano responsable de dictaminar la viabilidad de algunos de los proyectos de desarrollo de proveedores, que soliciten recursos de apoyo al FISO Pemex, particularmente para implantar las acciones de mejora correspondientes a la Fase II, sobre la base del diagnóstico de la Fase I.

Durante el primer semestre de 2012 se llevaron a cabo eventos de difusión de la Estrategia de Desarrollo de Proveedores y Contratistas de Petróleos Mexicanos en Ciudad del Carmen, Campeche; Villahermosa, Tabasco; Poza Rica, Veracruz; San Luis Potosí, San Luis Potosí, y Puebla, Puebla.

En relación con el énfasis en las PYMES, que se establece en la Estrategia, el Gobierno Federal fijó como meta para Petróleos Mexicanos en 2011, 8,243 millones de pesos de compras a PYMES, monto que se superó ampliamente dado que al cierre del año se contrataron 15,144.6 millones. La meta establecida para 2012, por parte de la Secretaría de Economía, es de 14,000 millones de pesos y a junio se tiene un avance de 4,586 millones de pesos.

En coordinación con Nacional Financiera (NAFIN), se continúan desarrollando instrumentos financieros con mejores tasas de interés y mayores montos y plazos, y se coordinan eventos para difundir soluciones de financiamiento y créditos a los proveedores y contratistas de Petróleos Mexicanos a nivel local.

Como parte de las acciones de Desarrollo de Proveedores y Contratistas de Petróleos Mexicanos, también se proporciona asistencia financiera a empresas para ser fortalecidas a través del Fideicomiso Pemex. Durante el primer semestre de 2012 se otorgaron créditos mediante esquemas de garantía, mandato y cesión de derechos del contrato por 788 millones de pesos.



### 3. PROGRAMA PARA INCREMENTAR LA EFICIENCIA OPERATIVA

Petróleos Mexicanos presentó en agosto de 2012 el informe de avance del Programa para Incrementar la Eficiencia Operativa 2008-2012 (PEO)<sup>9/</sup> correspondiente al segundo trimestre del año en curso, que informa el progreso en la ejecución de las acciones planteadas en el programa y el grado de cumplimiento de las metas establecidas para los indicadores asociados. Para el presente documento, en los casos de las metas que presentan incumplimiento se explican las causas y se plantean las acciones correctivas para su mejora.

- **PEMEX-EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN.** Considera 24 metas, de las cuales seis calificaron como sobresalientes, dos aceptables y ocho insuficientes. Cabe mencionar que el resultado de otras ocho metas establecidas se reporta al cierre del año.
  - Destaca la producción total de petróleo crudo la cual se ubicó 1.2% abajo del valor máximo del intervalo definido para la meta, efecto de menor producción en el proyecto Cantarell, respecto a su programa, compensado por el mejor desempeño en 11 proyectos y al efecto positivo de las acciones implantadas en los proyectos. En producción de gas continuó un desempeño sobresaliente, 1.3% por arriba de la meta máxima estimada para el primer semestre, debido a mejores resultados en los proyectos Crudo Ligero Marino y Jujo-Tecominoacán.
- **PEMEX-REFINACIÓN.** Calificó 22 metas, de las cuales nueve resultaron sobresalientes, cuatro aceptables y nueve insuficientes. Entre los indicadores evaluados como sobresalientes están el costo de transporte, Diesel UBA producido/diesel total producido, utilización de la capacidad de coquización, participación de los medios de transporte por autotanque y carrotanque, y los días de autonomía de Pemex Magna en terminales; mientras que entre los indicadores insuficientes están el proceso de crudo, rendimientos de destilados del crudo, gasolina UBA producida/gasolina total producida, índice de intensidad energética, utilización de la capacidad de destilación equivalente y participación del transporte por buquetanque, entre otros.
  - Continuaron las acciones del organismo subsidiario para incrementar los rendimientos de gasolinas y destilados intermedios, mejorar la confiabilidad operacional de sus instalaciones, así como garantizar el abasto de petrolíferos en el país al mínimo costo, con calidad y oportunidad; e incrementar la eficiencia operativa a lo largo de la cadena de valor, bajo un entorno de seguridad y protección al ambiente.

---

9/ Petróleos Mexicanos en cumplimiento al decreto publicado en el Diario Oficial de la Federación el 1 de octubre de 2007, mediante el cual se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Ley Federal de Derechos, en materia de hidrocarburos y específicamente en lo dispuesto en el artículo noveno transitorio, elaboró el Programa para Incrementar la Eficiencia Operativa en Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios 2008-2012.



- **PEMEX-GAS Y PETROQUÍMICA BÁSICA.** De 20 metas, cuatro presentaron un resultado sobresaliente, ocho fueron aceptables, seis insuficientes y dos restantes que no se evaluaron, dado que dependen del inicio de la operación de la nueva planta criogénica en Poza Rica, Veracruz, la cual se estima inicie su operación durante el tercer trimestre de 2012.
- **PEMEX-PETROQUÍMICA.** En 2012, la Secretaría de Energía aprobó al organismo subsidiario la inclusión de cinco indicadores: contribución marginal, índice de uso de agua, índice de carga contaminante DBO, índice de emisiones a la atmósfera y residuos peligrosos, en lugar de los indicadores: gasto de operación e índice de desempeño ambiental.
  - De 18 indicadores evaluados cuatro calificaron sobresalientes, cinco aceptables, siete insuficientes, además de dos sin calificación. Entre los indicadores evaluados son: índice de uso de agua, índice de carga contaminante DBO, índice de emisiones a la atmósfera y producto en especificación. Entre los aceptables están, factor de insumo etileno-polietilenos, etano-etileno y otros más. Entre los indicadores calificados como insuficientes se encuentran: índice de consumo de energía, índice de frecuencia de accidentes y residuos peligrosos, entre otros. Pemex-Petroquímica continuó sus acciones para mejorar la eficiencia operativa de las plantas y sus márgenes de operación.
- **CORPORATIVO DE PETRÓLEOS MEXICANOS.** De cinco metas evaluadas obtuvo como resultado dos sobresalientes, una aceptable y dos metas se evalúan anualmente.

Del total de 89 metas contenidas en el PEO, 25 (28.1%) calificaron sobresalientes, 20 (22.5%) resultaron aceptables, 30 (33.7%) insuficientes y 14 no se evalúan durante el trimestre (15.7%). Los organismos subsidiarios llevan a cabo las siguientes acciones correctivas para atender las causas de las desviaciones de las metas con calificación insuficiente:

PEMEX-EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN		
META	CAUSAS DE LA DESVIACIÓN	ACCIONES CORRECTIVAS O DE MEJORA
Producción de crudo entregada a ventas.	- Condiciones ajenas a la operación del organismo subsidiario, ya que Pemex-Refinación rechazó entregas programadas.	
Producción de gas no asociado.	- Producción base menor a la programada, ajuste por medición y retraso en las terminaciones de pozos en la Región Sur. - Cierre de pozos, intervenciones mayores y terminaciones de pozos menores a lo programado en zonas inseguras.	Se avanza en la automatización de equipos en zonas de inseguridad, se opera en horario restringido y con apoyo del ejército y armada de México para realizar operaciones de intervención de pozos.
Autoconsumo de gas.	- Incremento del gas usado para la operación en regiones marinas, originado por incorporación de equipos de compresión para el manejo y aprovechamiento del gas producido.	Incluir, en los programas, la operación regular de los equipos.

PEMEX-EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN		
META	CAUSAS DE LA DESVIACIÓN	ACCIONES CORRECTIVAS O DE MEJORA
Productividad laboral.	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Menor producción de hidrocarburos totales, en petróleo crudo equivalente, especialmente por cierre de pozos en áreas cercanas a los casquetes de gas en la Región Marina Noreste, por la contingencia en el complejo productor Ku-S.</li> <li>- Incremento en el porcentaje de agua y retraso en las terminaciones de pozos en la Región Sur.</li> </ul>	Programa estricto de control de pozos productores en las cercanías de los contactos agua-aceite y gas-aceite, que generen programas de intervenciones, mantengan la continuidad de la planta de nitrógeno para inyección al yacimiento, así como, la presión. En la Región Sur se estima el arribo de los equipos de perforación.
Índice de frecuencia de accidentes en exploración y producción.	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Al segundo trimestre de 2012 se registraron seis accidentes, ninguno de ellos fatal: uno en las actividades de distribución de hidrocarburos, uno en producción de la Región Norte, tres en mantenimiento y logística y uno en administración y finanzas. Se redujo un accidente del trimestre pasado debido a su recalificación.</li> </ul>	Continúa la implantación y reforzamiento de acciones preventivas y correctivas en los activos integrales y exploratorios, y en todas las subdirecciones de servicio y soporte en Pemex-Exploración y Producción Las acciones de mejora para todos los aspectos relacionados a la seguridad industrial, están incluidas en las iniciativas del organismo subsidiario, referidas en la implantación de mejores prácticas de seguridad y salud ocupacional y fomento a la protección ambiental y sustentabilidad.
Índice de frecuencia de accidentes en perforación.	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Durante el primer semestre de 2012, ocurrieron 20 accidentes en las áreas de perforación, ningún de ellos fue fatal: cinco en División Norte, cinco en División Sur y diez en la División Marina.</li> </ul>	
Fugas de hidrocarburos.	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Al periodo de evaluación se presentaron 64 fugas.</li> </ul>	Se realizan de manera permanente actividades de mantenimiento y atención a la problemática de fugas, tales como estudios de eficiencia de inhibidor de corrosión y protección catódica, evaluación del riesgo e inseguridad, elaboración de Análisis Causa Raíz y atención a recomendaciones, instalación de tubería no metálica, incremento de la protección interior (recubrimiento interno), inyección de inhibidores e intervención con equipo desarenador automatizado.
Derrame de hidrocarburos.	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Derrame de 1,679 barriles de petróleo por efecto de las fugas ocurridas: 55% del volumen se debió a la corrosión interior y exterior en ductos; 31% a actos vandálicos y 4% por fallas y rebosamiento.</li> </ul>	<p>Se actuó de inmediato para recuperar 75% de los hidrocarburos derramados y se realizaron las acciones siguientes:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Por vandalismo en líneas de transporte y distribución de hidrocarburos: habilitación de bases para patrullajes, ejecución del plan de desmantelamiento y enajenación de ductos fuera de operación, rehabilitación e instalación de sistemas de protección catódica con tecnología anti vandalismo y celaje aéreo.</li> <li>- Por corrosión interior se ejecutan programas para la instalación de tubería no metálica, incremento de la protección interior (recubrimiento interno), inyección de inhibidores, intervenciones con equipo desarenador automatizado.</li> <li>- Por corrosión exterior se cuenta con inspección de ductos, equipo instrumentado, ondas guiadas, elaboración del análisis de integridad, instalación de sistemas de protección catódica y rehabilitación de ductos en operación.</li> </ul>

PEMEX-REFINACIÓN		
META	CAUSAS DE LA DESVIACIÓN	ACCIONES CORRECTIVAS O DE MEJORA
<p>Proceso de crudo.</p> <p>Rendimientos de destilados del crudo.</p> <p>Utilización de la capacidad de destilación equivalente.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Refinería de Cadereyta: falla de servicios auxiliares en el mes de marzo; altos inventarios de gasolina amarga y destilados intermedios por baja actividad de catalizador en planta hidrodesulfuradora de gasolina y problemas operativos en plantas</li> <li>- Refinería de Madero: ajuste de proceso en enero, febrero y principios de marzo por altos inventarios de gasóleos de coquizadora y problemas operativos en sección de vacío de la planta Maya.</li> <li>- Refinería de Minatitlán: Retraso de la puesta en marcha de las plantas de reconfiguración, falla de caldera en marzo, altos inventarios de destilados intermedios al inicio del año por retraso en mantenimiento de la planta hidrodesulfuradora de diesel.</li> <li>- Refinería de Salamanca: Ajuste al programa de proceso y producciones por altos inventarios y baja demanda de combustóleo.</li> <li>- Refinería de Salina Cruz: Falla de servicios auxiliares en febrero y abril; falla de caldera CB-5 en mayo; altos inventarios de gasolina amarga y de destilados intermedios en enero y junio, respectivamente.</li> <li>- Refinería de Tula: Ajuste a los programas de proceso y producción, por modificación a los programas de mantenimiento.</li> </ul>	<p>Continuar la implantación de los proyectos Pemex-Confiabilidad y Mejora al Desempeño Operativo (MDO) en las seis refinerías del SNR.</p>
<p>Gasolina UBA producida/gasolina total producida.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- En Cadereyta se dio un paro no programado de la planta FCC1 (desintegración catalítica fluida) en febrero, en Salamanca hubo una afectación por bajo proceso de crudo y retraso de arribo de MTBE en marzo, en Tula se modificó el programa de mantenimiento de FCC 1 y 2 en febrero, y por lavado de sales de un compresor en junio.</li> </ul>	
<p>Índice de intensidad energética.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Baja utilización de unidades de proceso y paros no programados ocurridos en el SNR.</li> <li>- Problemas de confiabilidad operativa en las áreas de fuerza y servicios principales.</li> <li>- Altos consumos de energía por baja eficiencia en trenes de precalentamiento, así como altos consumos de vapor por baja recuperación de condensado.</li> <li>- Baja eficiencia en calentadores, calderas y turbogeneradores por obsolescencia de equipos y altos envíos de vapor de baja y media presión al desfogue, por falta de infraestructura de recuperación.</li> </ul>	<p>Implantación de diversos proyectos sobre el uso eficiente de energía en refinerías, ejecución de las recomendaciones y las iniciativas de bajo costo derivadas del proyecto de Mejoramiento del Desempeño Operativo (MDO) de Pemex-Refinación, de las actividades para incrementar la confiabilidad tanto del área de fuerza y servicios principales, como de las plantas de proceso, soportados en Pemex-Confiabilidad en las seis refinerías del SNR.</p>
<p>Días de autonomía de Pemex Premium en terminales.</p>	<p>Se registró una desviación de 0.3 días respecto a la meta, debido principalmente a los siguientes factores:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Ventas domésticas de gasolina Pemex Premium, superiores en</li> </ul>	<p>En las reuniones operativas diarias, en las que participan las áreas que intervienen en la logística de suministro de productos del SNR, se establecieron prioridades y acciones complementarias para cubrir la demanda del producto, tales como traspasos extraordinarios entre terminales de</p>

PEMEX-REFINACIÓN		
META	CAUSAS DE LA DESVIACIÓN	ACCIONES CORRECTIVAS O DE MEJORA
	<p>10%, 14% y 6%, respecto al programa, durante abril, mayo y junio, respectivamente.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Retrasos en el recibo de importaciones por la frontera norte del país, con déficit de 1.01 miles de barriles diarios y 2.59 miles de barriles diarios, durante mayo y junio, respectivamente.</li> <li>- Retraso en el suministro de metil terbutil éter que ocasionó el paro de operación de la planta de alquilación durante abril en la Refinería de Tula, así como un déficit de 12.6 miles de barriles diarios en la producción de Pemex Premium.</li> <li>- Mantenimiento correctivo al buquetanque Burgos en abril que afectó la logística en el litoral del Golfo, así como retrasó la importación de Pemex Premium por este litoral.</li> <li>- Retraso en la logística marítima en el litoral del Pacífico por la presencia de la tormenta Carlota en la primera quincena de junio.</li> <li>- Suspensiones constantes en la operación debido a bajas de presión y tomas clandestinas en los sistemas de ductos de Minatitlán-México, Salamanca-Guadalajara, Rosarito-Mexicali-Ensenada y el sistema Brownsville-Reynosa-Cadereyta, los cuales afectaron los inventarios a nivel nacional.</li> <li>- Mantenimientos no programados ocurridos en el SNR que modificaron el nivel de producción de esta gasolina.</li> </ul>	<p>almacenamiento y reparto, adecuación en los programas de suministro por los distintos medios de transporte y ajustes a los requerimientos de importación.</p>
Días de autonomía de Pemex Diesel en terminales.	<p>Se registró una desviación de 0.5 días respecto a la meta, debido principalmente a los siguientes factores:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Aumentos en el consumo de Pemex Diesel, de 8% en mayo y de 2% en junio, respecto al programa.</li> <li>- Retrasos en el recibo de importaciones de diesel UBA por la frontera norte del país, con déficit de 1.94 miles de barriles diarios en abril, de 2.5 miles de barriles diarios en mayo y de 3.61 miles de barriles diarios en junio,</li> <li>- Mantenimiento correctivo al buquetanque Burgos en abril que afectó la logística en el litoral del Golfo</li> <li>- Avería en puente ferroviario en la ruta Minatitlán-CPI San Martín en junio, que afectó la logística de suministro del producto diesel UBA al Valle de México.</li> <li>- Retraso en la logística marítima en el litoral del Pacífico por la presencia de la tormenta Carlota en la primera quincena de Junio.</li> <li>- Mantenimientos no programados ocurridos en el SNR afectaron el nivel de producción de Pemex Diesel.</li> </ul>	<p>En las reuniones operativas diarias, en las que participan las áreas que intervienen en la logística de suministro de productos del SNR, se establecieron prioridades y acciones complementarias para cubrir la demanda del producto, tales como trasposos extraordinarios entre terminales de almacenamiento y reparto, adecuación en los programas de suministro por los distintos medios de transporte y ajustes a los requerimientos de importación.</p>
Participación de los diferentes medios de	<p>La desviación en 1 punto porcentual del transporte por buquetanque, respecto a la meta se debe a:</p>	<p>Se busca maximizar el movimiento de productos por medios de transporte más económicos; sin embargo, la logística se ve afectada continuamente por</p>

PEMEX-REFINACIÓN		
META	CAUSAS DE LA DESVIACIÓN	ACCIONES CORRECTIVAS O DE MEJORA
transporte (Buquetanque).	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Se da preferencia al transporte por ducto por ser el medio más económico, lo que modifica los porcentajes de participación de cada medio.</li> <li>- Se retrasó el transporte por buquetanque de combustóleo pesado, por encontrarse el producto fuera de especificación continuamente en las refinerías de Minatitlán y Salina Cruz.</li> <li>- Retraso de importaciones en Pajaritos, con lo cual se abastece el déficit de Salina Cruz en el litoral Pacífico.</li> </ul>	factores externos (aumento o contracción de la demanda de productos) y los mantenimientos extraordinarios a las instalaciones y equipos. Es necesario continuar con la optimización de la cadena de suministro.
Avance en modernización de sistemas de medición (SCADA 47)	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Retraso por parte del contratista para la elaboración de ingenierías de SCADA 47.</li> </ul>	SCADA 47: El contratista reforzó a su equipo de trabajo; en tanto que por parte de Petróleos Mexicanos, se integró un grupo de trabajo multidisciplinario que acelere la revisión de los entregables correspondientes.

PEMEX-GAS Y PETROQUÍMICA BÁSICA		
META	CAUSAS DE LA DESVIACIÓN	ACCIONES CORRECTIVAS O DE MEJORA
Recuperación de propano en complejos procesadores de gas.	<ul style="list-style-type: none"> <li>- En el segundo trimestre de 2012 este indicador fue 95.71%, 0.7 puntos por arriba del estándar internacional para la recuperación de propano definido en 95%, y 0.39 puntos porcentuales por abajo del valor mínimo de la meta establecida por la Secretaría de Energía (96.1%-97.0%), debido a problemas por ensuciamiento natural de los equipos de intercambio de calor de las plantas criogénicas de los complejos procesadores Cactus, Nuevo Pemex y Ciudad Pemex.</li> </ul>	Se programó, el mantenimiento de seis plantas criogénicas para el segundo semestre de 2012.
Índice de frecuencia de accidentes.	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Durante el primer trimestre de 2012 se registraron dos accidentes que resultaron incapacitantes.</li> <li>- En el segundo trimestre este indicador se ubicó en 0.25, 0.15 puntos por arriba de la meta 2012 definida por la Secretaría de Energía en 0.1, debido a que se registraron cuatro accidentes en los complejos procesadores de gas Nuevo Pemex, Cactus, Poza Rica y en el Sector Ductos.</li> </ul>	<p>Continúa el plan de reforzamiento del Sistema de Seguridad, Salud y Protección Ambiental y en los talleres de aplicación de herramientas.</p> <p>Las líneas de negocio en coordinación con la Auditoría de Seguridad Industrial y Protección Ambiental continúan el seguimiento de los programas para revertir la accidentalidad, con las siguientes iniciativas:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Proyecto de reforzamiento del Sistema PEMEX-SSPA.</li> <li>- Proyecto de diagnóstico, análisis de riesgos y consecuencias e integridad mecánica del ducto de gas licuado en zonas pobladas.</li> <li>- Capacitación básica en SSPA a personal de nuevo ingreso.</li> <li>- Talleres de reforzamiento a la gestión de permisos para trabajo con riesgo.</li> <li>- Talleres de reforzamiento en herramientas preventivas de Pemex-SSPA.</li> <li>- Supervisión permanente de trabajos con riesgo.</li> <li>- Aplicación de herramientas preventivas de SSPA.</li> <li>- Campañas de seguridad eléctrica y en talleres.</li> <li>- Difusión de los análisis causa raíz.</li> </ul>

PEMEX-GAS Y PETROQUÍMICA BÁSICA		
META	CAUSAS DE LA DESVIACIÓN	ACCIONES CORRECTIVAS O DE MEJORA
Pérdidas de hidrocarburos por fugas y derrames.	<p>Al cierre de junio este indicador alcanzó 0.29 millones de pesos por mes, 0.19 puntos arriba del límite establecido por la Secretaría de Energía en 0.1 millones de pesos por mes. El valor del indicador se encuentra integrado por cuatro eventos ocurridos en el periodo enero-junio.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Dos de los eventos ocurrieron en febrero de 2012 y que originaron una pérdida de gas natural, fueron los siguientes: <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Fuga de 0.87 millones de pies cúbicos de gas natural ocurrida el 1 de febrero de 2012, por un golpe con maquinaria al ramal de ocho pulgadas que suministra gas natural a un cliente.</li> <li>▪ Fuga de 0.4 millones de pies cúbicos de gas natural ocurrida el 24 de febrero de 2012, por emisión fugitiva en la tapa charnela de la trampa de envío de diablos en Zacualtipán, en gasoducto de seis pulgadas Venta de Carpio-Minera Autlán.</li> </ul> </li> <li>- El tercer evento ocurrió el 22 de marzo de 2012, con una fuga de gas natural de 52.3 millones de pies cúbicos por una explosión en un gasoducto de 24 pulgadas Chávez-Chihuahua.</li> <li>- El cuarto evento del 22 de junio de 2012 consistió en una fuga de 4.494 millones de pies cúbicos en el gasoducto de 18 pulgadas Flores Magón-Venta de Carpio.</li> </ul>	<p>Los ductos del organismo subsidiario tienen una edad promedio superior a los 30 años. El mantenimiento permite que el transporte por ductos se realice en condiciones seguras, dentro de las normas aplicables.</p> <p>El organismo subsidiario trabaja para la certificación de la integridad y confiabilidad de los ductos del Sistema Nacional de Gas; actualmente cuenta con 1,656 kilómetros con certificados vigentes.</p>
Costo promedio diario de transporte de gas seco.	<p>En el periodo enero-junio de 2012, el desempeño de este indicador fue insuficiente, al reportar un valor de 0.22 pesos por millón de pies cúbicos por kilómetro, superior a la meta establecida (0.16-0.17 pesos por millón de pies cúbicos por kilómetro), nivel similar al observado en 2011, cuando el valor reportado fue de 0.19 pesos por millón de pies cúbicos por kilómetro. No obstante, en el primer trimestre de 2011 el valor del indicador fue de 0.15 pesos por millón de pies cúbicos por kilómetro, por lo que se calificó como aceptable.</p>	
Inyección de gas natural de complejos procesadores de gas fuera de norma en nitrógeno al Sistema Nacional de Gasoductos.	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Durante enero-junio de 2012 se presentaron 69 eventos que sobrepasaron el nivel de la norma establecida. En el Complejo Procesador de Gas Nuevo Pemex se registraron 14 eventos por arriba de la norma.</li> </ul>	<p>Se integró un equipo multidisciplinario que da seguimiento a las siguientes acciones:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Procedimiento operativo para el control de la concentración del nitrógeno en el gas de proceso.</li> <li>- Segregación de corrientes de gas amargo en el centro de distribución de gas marino (Atasta).</li> <li>- Reinyección de gas amargo con nitrógeno en la Región Sur (campo Jujo).</li> <li>- Construcción de una planta recuperadora de nitrógeno en la Región Sur.</li> </ul>
Días de inyección de gas natural de complejos procesadores de gas fuera		

PEMEX-GAS Y PETROQUÍMICA BÁSICA		
META	CAUSAS DE LA DESVIACIÓN	ACCIONES CORRECTIVAS O DE MEJORA
de norma en nitrógeno al Sistema Nacional de Gasoductos.		

PEMEX-PETROQUÍMICA		
META	CAUSAS DE LA DESVIACIÓN	ACCIONES CORRECTIVAS O DE MEJORA
Índice de productividad laboral.	- Disminución en la producción, originada principalmente por el retraso en los trabajos de modernización y ampliación del tren de aromáticos en el Complejo Petroquímico La Cangrejera.	Se realizan planes de recuperación para concluir lo antes posible el proyecto de la planta de aromáticos.
Factor de insumo gas natural-amoniaco.	- Calidad de gas recibido inferior a la de diseño y un contenido de inertes mucho mayor, en promedio 6.38%, principalmente por alto contenido de nitrógeno. Para estar en posibilidad de alcanzar los valores comprometidos y de diseño es necesario mejorar la calidad del gas recibido.	Se efectúan reparaciones y se mantienen los controles para dar continuidad operativa a las plantas productivas.
Cumplimiento en volumen del programa de operación (POT I).	- La producción total fue 3,355 mil toneladas, inferior 13% respecto al POT I debido a que se difirieron hasta finales de 2012 las corridas de prueba de la planta CCR, programadas para la segunda quincena de marzo.	Para el caso del proyecto de la planta de aromáticos, se implantaron planes de recuperación que consideran incremento en recursos de ingeniería para temas que causan desviaciones, aumento a turnos de trabajo en sitio por la compañía contratista, aceleración de permisos de trabajo en sitio, reuniones de seguimiento continuas y toma de decisiones a nivel gerencial.
Producción de petroquímicos.	- La producción total fue 3, 355 mil toneladas, inferior 13% respecto al POT I; debido a que se difirieron hasta finales de 2012 las corridas de prueba de la planta CCR, programadas para la segunda quincena de marzo.	Para el caso del proyecto de la planta de aromáticos, se implantaron planes de recuperación que consideran incremento en recursos de ingeniería para temas que causan desviaciones, aumento a turnos de trabajo en sitio por la compañía contratista, aceleración de permisos de trabajo en sitio, reuniones de seguimiento continuas y toma de decisiones a nivel gerencial.
Índice de consumo de energía.	- Derivado de que 68% de la energía consumida en Pemex-Petroquímica se centra en las plantas de etileno y amoniaco, las causas descritas en el indicador de factor de insumo gas natural-amoniaco. así como las restricciones en el suministro de etano durante el primer trimestre de 2012, impidieron estabilizar la producción de etileno y propiciaron la salida de operación de la planta del Complejo Petroquímico La Cangrejera para reparación.	Se efectúan reparaciones y se mantienen los controles operativos para dar continuidad operativa a las plantas productivas.
Índice de frecuencia de accidentes.	- Al mes de junio el índice se ubicó en 0.56, resultado de 11 accidentes ocurridos en las plantas de proceso de los complejos petroquímicos, de los cuales dos accidentes en La Cangrejera y dos en Morelos se encuentran en investigación. Asimismo, han	Continúa el plan para la reducción de accidentes en los centros de trabajo, a través de las siguientes acciones: - Reforzar el liderazgo: de las reuniones de los equipos de liderazgo SSPA de los centros de trabajo.

	<p>transcurrido 1,324 días sin accidentes fatales.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Reuniones sistemáticas de seguridad con mandos medios (capacitación): Recursos Humanos continúa evaluando las propuestas de las compañías.</li> <li>- Los centros de trabajo designaron los promotores de la seguridad.</li> <li>- Disciplina operativa, reforzar los ciclos de trabajo por línea de mando: Se encuentra en proceso en los centros de trabajo.</li> <li>- Efectuar análisis del personal con problemas de actitud (pláticas motivacionales): Recursos Humanos lleva a cabo cursos conductuales de acuerdo a programa.</li> <li>- Continúa la realización de reuniones por línea de mando en centros de trabajo, estableciendo objetivos diarios de seguridad/aplicar los dos minutos de seguridad antes de iniciar los trabajos.</li> <li>- Reactivar campaña de manos. Se lleva a cabo por los centros de trabajos a través de carteles alusivos a esta campaña y pláticas, entre otros.</li> </ul>
Residuos peligrosos.	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Incremento del inventario de clorohidrocarburos pesados del Complejo Petroquímico Pajaritos durante el segundo trimestre de 2012, en relación con el cierre de 2011, ocasionado por la salida de operación del incinerador II, debido a problemas en el quemador, que originó se dejaron de quemar los clorohidrocarburos pesados.</li> </ul>	<p>Se cambió el quemador del Incinerador II, con lo que se reinició el proceso de eliminación de pesados.</p>



#### 4. PROGRAMA DE INVERSIÓN

##### PRESUPUESTO DE INVERSIÓN APROBADO 2012 (DEVENGABLE)

La inversión anual aprobada en el Presupuesto de Egresos de la Federación de 2012 (PEF) para Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios ascendió a 328,636.2 millones de pesos, 7% mayor que en el presupuesto 2011 y 22.8% superior al monto que se ejerció en ese año. La participación de los recursos autorizados por organismo subsidiario fue la siguiente: Pemex-Exploración y Producción, 84.7%; Pemex-Refinación, 12.4%; Pemex-Gas y Petroquímica Básica, 1.5%; Pemex-Petroquímica, 1.2% y el Corporativo de Petróleos Mexicanos, 0.2%.

- Durante el primer semestre de 2012, la Secretaría de Hacienda y Crédito Público autorizó una adecuación externa al presupuesto de Petróleos Mexicanos, la cual no incrementó el techo anual de inversión en Flujo de Efectivo; sin embargo, se estima que al cierre del año la inversión devengable incremente en 12.5%, por lo que en este apartado se presentan los principales movimientos.

**PETRÓLEOS MEXICANOS**  
**PRESUPUESTO DE INVERSIÓN 2012**  
(millones de pesos)

CONCEPTO	PEF	ADECUADO	ADECUADO/PEF VARIACIÓN %
<b>PRESUPUESTARIA</b>	<b>328,636.2</b>	<b>369,583.8</b>	<b>12.5</b>
Pemex-Exploración y Producción	278,362.0	310,909.0	11.7
Pemex-Refinación	40,843.9	47,082.7	15.3
Pemex-Gas y Petroquímica Básica	4,855.0	6,236.6	28.5
Pemex-Petroquímica	3,875.3	4,721.9	21.8
Corporativo	700.0	633.6	-9.5

La suma de los parciales puede no coincidir debido al redondeo.

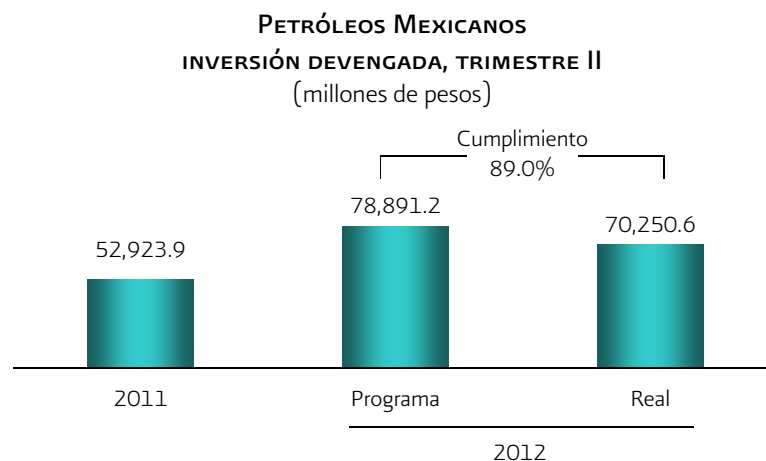
Fuente: Base de Datos Institucional.

Para el segundo trimestre de 2012, el presupuesto de inversión aprobado a Petróleos Mexicanos ascendió a 78,891.2 millones de pesos, 24% del total anual, distribuido de la siguiente forma: Pemex-Exploración y Producción, 84.3%; Pemex-Refinación, 12.4%; Pemex-Gas y Petroquímica Básica, 1.8%; Pemex-Petroquímica, 1.1%; y el Corporativo de Petróleos Mexicanos, 0.4%. Considerando la modificación

presupuestal, la inversión programada para el periodo abril-junio de 2012 disminuyó 1.8% y totalizó 77,454.2 millones de pesos, este comportamiento se presentó en todos los organismos subsidiarios, excepto en Pemex-Exploración y Producción.

#### EJERCICIO DEL PRESUPUESTO DE INVERSIÓN, SEGUNDO TRIMESTRE DE 2012

De abril a junio de 2012, Petróleos Mexicanos devengó 70,250.6 millones de pesos, monto 27.8% mayor al registrado en el mismo trimestre del año previo, en términos reales,<sup>10/</sup> sobre todo por el incremento de las inversiones en la mayoría de los proyectos de Pemex-Exploración y Producción, básicamente en Burgos, Cantarell, Aceite Terciario del Golfo y Programa Estratégico de Gas; su cumplimiento fue 89% del presupuesto original y 90.7% del presupuesto adecuado. En su totalidad, la inversión fue presupuestaria (incluye recursos supervenientes<sup>11/</sup> por 500.6 millones de pesos). No se ejercieron recursos de los fondos de inversión.



Fuente: Base de Datos Institucional.

10/ Las variaciones de 2012 respecto a 2011 se realizan en términos reales, con un deflactor de 1.0387, conforme al Índice Nacional de Precios al Consumidor.

11/ Los recursos supervenientes permiten cubrir gastos derivados de contingencias e imprevistos, por lo que no se pueden prever en el presupuesto.

**PETRÓLEOS MEXICANOS**  
**INVERSIÓN DEVENGADA, TRIMESTRE II**  
(millones de pesos)

CONCEPTO	2011	2012			CUMPLIMIENTO (%)		VARIACIÓN REAL <sup>1/</sup> (%) 2012/2011
		PROGRAMA	ADECUADO	EJERCICIO	PROGRAMA	ADECUADO	
<b>TOTAL</b>	<b>52,923.9</b>	<b>78,891.2</b>	<b>77,454.2</b>	<b>70,250.6</b>	<b>89.0</b>	<b>90.7</b>	<b>27.8</b>
Pemex-Exploración y Producción	47,550.9	66,491.5	70,099.1	64,874.8	97.6	92.5	31.3
Pemex-Refinación	4,302.3	9,798.8	5,789.8	4,303.3	43.9	74.3	-3.7
Pemex-Gas y Petroquímica Básica	739.7	1,405.9	897.4	524.1	37.3	58.4	-31.8
Pemex-Petroquímica	304.8	867.2	553.3	444.0	51.2	80.2	40.2
Corporativo	26.3	328.0	114.6	104.4	31.8	91.1	282.2
<b>PRESUPUESTARIA</b>	<b>52,923.7</b>	<b>78,891.2</b>	<b>77,454.2</b>	<b>70,250.6</b>	<b>89.0</b>	<b>90.7</b>	<b>27.8</b>
Pemex-Exploración y Producción	47,550.6	66,491.5	70,099.1	64,874.8	97.6	92.5	31.3
Pemex-Refinación	4,302.3	9,798.8	5,789.8	4,303.3	43.9	74.3	-3.7
Pemex-Gas y Petroquímica Básica	739.7	1,405.9	897.4	524.1	37.3	58.4	-31.8
Pemex-Petroquímica	304.8	867.2	553.3	444.0	51.2	80.2	40.2
Corporativo	26.3	328.0	114.6	104.4	31.8	91.1	282.2
<b>Fondos</b>	<b>0.2</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>-100.0</b>
Pemex-Exploración y Producción	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-100.0

1/ Considera un deflactor de 1.0387, conforme al Índice Nacional de Precios al Consumidor.

La suma de los parciales puede no coincidir debido al redondeo.

Fuente: Base de Datos Institucional.

### PEMEX-EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

Para 2012 el organismo subsidiario alineó sus objetivos al Plan de Negocios 2012-2016, entre los que se encuentran: aumentar el inventario de reservas por nuevos descubrimientos y reclasificación, así como incrementar la producción de hidrocarburos; obtener niveles de eficiencia por encima de los estándares internacionales en aprovechamiento de gas y costos de producción; mejorar el desempeño ambiental, mantener los niveles de producción de petróleo crudo y gas natural; y restituir el 100% de las reservas probadas a partir de 2012.

La inversión realizada por Pemex-Exploración y Producción en el segundo trimestre de 2012 ascendió a 64,874.8 millones de pesos (incluye gastos supervenientes por 385.9 millones de pesos), 31.3% más que en el mismo trimestre del año previo, variación originada por gastos superiores por concepto de modificación y rehabilitación por contrato, servicios auxiliares y adquisición de materiales de inversión, básicamente en los proyectos Cantarell, Aceite Terciario del Golfo y Ku-Maloob-Zaap. Los proyectos que ejercieron mayores recursos fueron: Cantarell, Burgos, Programa Estratégico de Gas, Ku-Maloob-Zaap y Aceite Terciario del Golfo, que en conjunto erogaron 71% de la inversión del organismo subsidiario.

#### **PEMEX-REFINACIÓN**

Las acciones de Pemex-Refinación se enfocan al aumento de los rendimientos de gasolinas y destilados intermedios, mejorar la confiabilidad operacional de sus instalaciones, así como a garantizar el abasto de petrolíferos en el país, al mismo tiempo que se dirigen los esfuerzos a incrementar la eficiencia operativa a lo largo de la cadena de valor, bajo un entorno de seguridad y protección al ambiente.

En el segundo trimestre de 2012, el organismo subsidiario ejerció 4,303.3 millones de pesos (incluye recursos supervenientes por 101.3 millones de pesos), monto 3.7% menor a lo reportado en el mismo periodo del año anterior, con un cumplimiento de 43.9% del presupuesto y 74.3% del adecuado, en particular por el menor ejercicio en el proyecto Minatitlán.

Los proyectos a los que se destinaron mayores recursos de inversión en este trimestre fueron: calidad de los combustibles y su estudio de preinversión, mantenimiento de la capacidad en las seis refinerías del SNR, reconfiguración de la refinería de Minatitlán, que en su conjunto representaron más de 70% de la inversión en este organismo subsidiario.

#### **PEMEX-GAS Y PETROQUÍMICA BÁSICA**

El organismo subsidiario diseñó un portafolio de proyectos que se orienta a disponer de la infraestructura de proceso para hacer frente a la oferta de hidrocarburos de Pemex-Exploración y Producción, fortalecer e introducir flexibilidad operativa al sistema de transporte de gas natural y de gas licuado, aprovechar el potencial de cogeneración de energía eléctrica, así como atender la demanda de etano requerida por el proyecto Etileno XXI.

En el periodo abril-junio de 2012 se ejercieron 524.1 millones de pesos, 31.8% menos que lo erogado en el mismo trimestre de 2011, con un cumplimiento de 37.3% del presupuesto original y 58.4% del modificado. La inversión incorpora 11.7 millones de pesos de recursos supervenientes. La cartera de proyectos incluye una planta criogénica de 200 millones de pies cúbicos diarios en el Complejo Procesador de Gas Poza Rica, rehabilitación de redes contra incendio de los complejos procesadores de gas, libramientos, rehabilitaciones y adquisiciones para la red de ductos

de la Región Centro etapa 2 y estación de compresión Emiliano Zapata, los cuales en su conjunto representaron más de 45% del total de la inversión ejercida.

#### **PEMEX-PETROQUÍMICA**

El organismo subsidiario centra sus esfuerzos en incrementar su participación en la atención de la demanda de petroquímicos, además de orientar sus acciones en mejorar la eficiencia operativa de las plantas y sus márgenes de operación. Las inversiones están dirigidas a la modernización de su capacidad actual instalada. Entre las principales líneas de acción con que cuenta Pemex-Petroquímica se encuentra la de impulsar la modernización tecnológica, así como las economías de escala de las cadenas rentables para reducir costos de producción, tener procesos más eficientes, una mayor integración con las etapas posteriores; mejor cuidado del medio ambiente; y establecer mecanismos que promuevan una mayor participación de inversión complementaria.

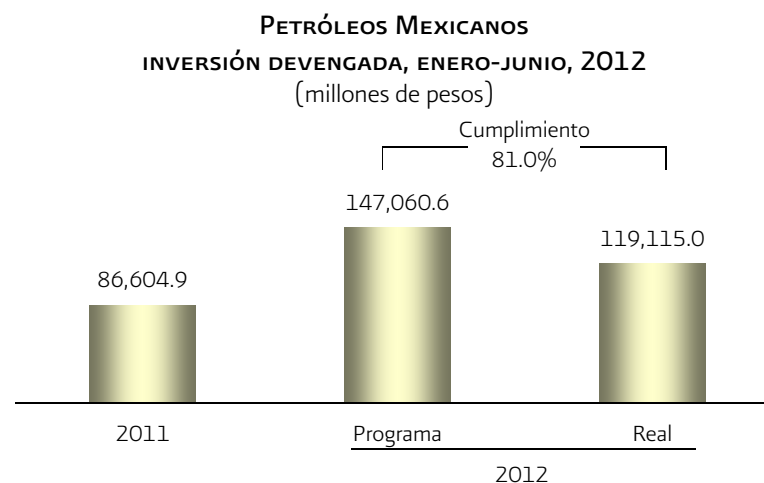
En el segundo trimestre de 2012, Pemex-Petroquímica invirtió 444 millones de pesos (incluye 1.8 millones de pesos de recursos supervenientes), 40.2% más que en el mismo trimestre del año anterior, con un cumplimiento de 51.2% del programa y 80.2% del adecuado. En la modernización y ampliación del tren de aromáticos I del Complejo Petroquímico La Cangrejera se empleó 30.6% de los recursos del organismo; en el sostenimiento de la capacidad de producción, almacenamiento y distribución del amoníaco del Complejo Petroquímico Cosoleacaque 23.4%; en el sostenimiento de la capacidad de producción de derivados del etano IV en el Complejo Petroquímico Morelos 11.1%; y el resto a otros proyectos.

#### **CORPORATIVO DE PETRÓLEOS MEXICANOS**

Durante el segundo trimestre de 2012, el Corporativo de Petróleos Mexicanos invirtió 104.4 millones de pesos, 282.2% más de los recursos ejercidos el mismo trimestre del año previo. Los proyectos a los que se destinaron más recursos fueron: construcción de unidades médicas (37.5%), construcción de una clínica en la ciudad de Villahermosa, Tabasco (19.7%), construcción de un centro de desarrollo infantil en Salina Cruz, Oaxaca (17.3%), equipamiento de unidades médicas (0.7%), y lo restante a otros proyectos.

**EJERCICIO DEL PRESUPUESTO DE INVERSIÓN, PRIMER SEMESTRE DE 2012**

En el periodo enero-junio de 2012, Petróleos Mexicanos devengó 119,115 millones de pesos (incluye recursos supervenientes por 1,204.4 millones de pesos), monto 32.4% mayor al registrado en el mismo periodo del año previo, en términos reales, con un cumplimiento de 81% del presupuesto original y 94.8% del modificado. En términos corrientes, se observaron mayores inversiones en todos los organismos subsidiarios, sobre todo en Pemex-Exploración y Producción, en sus proyectos Aceite Terciario del Golfo, Cantarell, Burgos, Ku-Maloob-Zaap y Programa Estratégico de Gas. La inversión fue presupuestaria en su totalidad, ya que no se ejercieron recursos de los fondos de inversión.



Fuente: Base de Datos Institucional.

**PEMEX-EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN**

La inversión realizada por Pemex-Exploración y Producción en el primer semestre de 2012 ascendió a 108,832.7 millones de pesos (incluye recursos supervenientes por 857.5 millones de pesos), lo que representó 36% más que lo reportado en el mismo semestre del año previo, debido al mayor gasto en modificación y rehabilitación por contrato, servicios auxiliares y adquisición de materiales de inversión, básicamente en los proyectos Cantarell, Aceite Terciario del Golfo y Ku-Maloob-Zaap, así como en herramientas y equipos especiales para perforación y producción. El cumplimiento de la meta fue 88.1% y respecto al adecuado 95.8%.

**PETRÓLEOS MEXICANOS**  
**INVERSIÓN DEVENGADA, ENERO-JUNIO**  
(millones de pesos)

CONCEPTO	2011	2012			CUMPLIMIENTO (%)		VARIACIÓN REAL <sup>1/</sup> (%) 2012/2011
		PROGRAMA	ADECUADO	EJERCICIO	PROGRAMA	ADECUADO	
<b>TOTAL</b>	<b>86,604.9</b>	<b>147,060.6</b>	<b>125,606.0</b>	<b>119,115.0</b>	<b>81.0</b>	<b>94.8</b>	<b>32.4</b>
Pemex-Exploración y Producción	77,048.7	123,507.6	113,585.0	108,832.7	88.1	95.8	36.0
Pemex-Refinación	7,679.4	18,230.3	9,241.1	7,930.3	43.5	85.8	-0.6
Pemex-Gas y Petroquímica Básica	1,140.6	2,641.8	1,533.7	1,223.6	46.3	79.8	3.3
Pemex-Petroquímica	678.5	2,071.4	1,066.1	958.4	46.3	89.9	36.0
Corporativo	57.6	609.3	180.1	169.9	27.9	94.3	184.0
<b>PRESUPUESTARIA</b>	<b>86,604.7</b>	<b>147,060.6</b>	<b>125,606.0</b>	<b>119,115.0</b>	<b>81.0</b>	<b>94.8</b>	<b>32.4</b>
Pemex-Exploración y Producción	77,048.5	123,507.6	113,585.0	108,832.7	88.1	95.8	36.0
Pemex-Refinación	7,679.4	18,230.3	9,241.1	7,930.3	43.5	85.8	-0.6
Pemex-Gas y Petroquímica Básica	1,140.6	2,641.8	1,533.7	1,223.6	46.3	79.8	3.3
Pemex-Petroquímica	678.5	2,071.4	1,066.1	958.4	46.3	89.9	36.0
Corporativo	57.6	609.3	180.1	169.9	27.9	94.3	184.0
<b>FONDOS</b>	<b>0.2</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>-100.0</b>
Pemex-Exploración y Producción	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-100.0

1/ Considera un deflactor de 1.0387, conforme al Índice Nacional de Precios al Consumidor.

La suma de los parciales puede no coincidir debido al redondeo.

Fuente: Base de Datos Institucional.

La participación de los proyectos Cantarell, Programa Estratégico de Gas, Ku-Maloob-Zaap, Aceite Terciario del Golfo y Burgos fue 70.6% de la inversión total del organismo subsidiario en el periodo. Estos activos registraron mayor inversión en términos reales, en comparación con el primer semestre de 2011.

A continuación se presentan los avances registrados en cada uno de estos proyectos.

- Cantarell: Se invirtieron 22,257.5 millones de pesos. Sobresale la terminación de ocho pozos de desarrollo, dos gasoductos de 8 y 12 pulgadas de diámetro con una longitud total de 12.7 kilómetros y un oleogasoducto de 20 pulgadas con 5.8 kilómetros de distancia, a fin

de conservar el factor de recuperación y acelerar el nivel de las reservas de los campos Akal, Nohoch, Chac, Kutz, Sihil, Ixtoc, Kambesah y Takin, para incrementar el aprovechamiento del gas producido y mejorar la flexibilidad operativa en los procesos de crudo pesado y gas.

- Programa Estratégico de Gas: Se destinaron 14,706 millones de pesos, destaca la terminación de un pozo exploratorio y 17 de desarrollo (ocho en el Activo Integral Veracruz, tres en el Activo de Producción Macuspana-Muspac y seis en el Activo de Producción Litoral de Tabasco), un oleogasoducto de 10 pulgadas de diámetro y 15 kilómetros de longitud, así como la instalación de las plataformas de perforación Tsimin-A y Tsimin-B, a fin de incrementar la oferta de gas natural en el mediano y largo plazos.
- Ku-Maloob-Zaap: Se ejercieron 14,104.9 millones de pesos, con el propósito de recuperar reservas de crudo y gas, mediante la perforación de pozos, construcción y modernización de la infraestructura, así como incrementar el factor de recuperación a través de un sistema de mantenimiento de presión, además de incorporar nueva reserva de aceite pesado para asegurar el consumo interno y el cumplimiento de los programas de exportación de crudo Maya. Destaca la terminación de tres pozos de desarrollo, un oleogasoducto de 24 pulgadas de diámetro y 3.3 kilómetros de distancia, un gasoducto de 8 pulgadas de diámetro y 2.6 kilómetros, una plataforma de perforación Maloob-D y terminación de la adecuación de la plataforma marina existente, en la obra electromecánica para el desmantelamiento de áreas en la plataforma de producción de Akal-J1.
- Aceite Terciario del Golfo: Se destinaron 13,004.7 millones de pesos para la terminación de 257 pozos de desarrollo, un gasoducto de 12 pulgadas de diámetro y 5.2 kilómetros de longitud de la batería de separación Remolino III a la estación de compresión El Chote; y se concluyó la primera etapa de la batería de separación Coapechaca-IV, a fin de recuperar las reservas de hidrocarburos y maximizar el valor económico del Paleocanal de Chicontepec, mediante la terminación de más de ocho mil pozos y la reparación mayor de más de 16 mil pozos durante todo el horizonte del proyecto.
- Burgos: Se destinaron 12,779.8 millones de pesos, en la terminación de 98 pozos de desarrollo y cuatro de exploración, además de la estación de recolección de gas Bayo-1, a fin de desarrollar el potencial productivo de las cuencas de Burgos y Sabinas, así como de Piedras Negras, en la zona noreste del país, para fortalecer la oferta de gas natural.
- Complejo Antonio J. Bermúdez: Se erogaron 6,182.8 millones de pesos para mejorar el factor de recuperación y asegurar la continuidad de la operación de los campos, maximizando el valor económico de la explotación de los yacimientos que lo componen. Se concluyó un gasoducto de 36 pulgadas de diámetro con 14.7 kilómetros de longitud, de la Batería Samaria II al Complejo Procesador de Gas Cactus.



### PEMEX-REFINACIÓN

En el primer semestre de 2012, el organismo subsidiario ejerció 7,930.3 millones de pesos (incluye recursos supervenientes por 277 millones de pesos), monto 0.6% menor al reportado en el mismo periodo del año anterior, con un cumplimiento de la meta de 43.5% y 85.8% del adecuado. La variación respecto al año previo se debe al menor ejercicio del proyecto de Minatitlán, por la etapa de cierre en que se encuentra, sin embargo se incrementó la inversión de proyectos como calidad de combustibles, mantenimiento de la capacidad de producción de las seis refinerías y conversión de residuales de la refinería de Salamanca, entre otros. Los proyectos a los que se destinaron mayores recursos de inversión en este semestre fueron: calidad de los combustibles y su estudio de preinversión, 40.9% del total; mantenimiento de la capacidad en las seis refinerías del SNR, 25.2%; reconfiguración de la Refinería de Minatitlán, 9.2%; y otros proyectos, 24.7%. Los principales resultados en el periodo enero-junio de 2012 fueron los siguientes:

- Proyecto calidad de combustibles. Se destinaron 3,242.1 millones de pesos, que incluyen 199.2 millones de pesos del estudio de preinversión, para dar cumplimiento a la NOM-086 relativa a la calidad de los combustibles. Este proyecto se compone de dos fases:
  - Fase gasolinas, el objetivo es producir gasolinas de Ultra Bajo Azufre (UBA). En el primer semestre de 2012, el avance por refinería fue: en Cadereyta concluyó la construcción de sistemas enterrados, al norte de la planta hidrosulfuradora de gasolina catalítica (ULSG), soportes secundarios y montaje de plataformas, barandales, rejillas y escaleras, además de la colocación de 43 kilómetros de tuberías, un aereoenfriador de condensado, un separador de compresor y un tanque; en Madero se instalaron 237 marcos precolados y 76.5% de la estructura metálica, concluyeron 85.7 kilómetros de ductos eléctricos y un kilómetro de ducto para drenaje aceitoso. En Tula, se instalaron tres tanques, dos intercambiadores de calor, una columna y seis bombas; continúan los trabajos de soldadura y de obra civil. En Salamanca, concluyeron los trabajos de soldadura en una columna y las cimentaciones para tanques; continúan las cimentaciones de equipos principales y el montaje de marcos en el *rack* central, entre otros. En Minatitlán inició la demolición de una losa en tanque y continuaron los trabajos de cimentación para *rack's* ULSG y de integración, así como de la unidad regeneradora de aminas, entre otros. En Salina Cruz se construyeron 150 pilas para *rack's*, continúan los trabajos de cimentaciones para calentador a fuego directo y colados de marco para *rack's*. Al cierre del primer semestre se tiene un avance físico de 52.6%.
  - Fase diesel, la finalidad es producir diesel UBA. Al cierre de junio de 2012, en Cadereyta terminó la revisión de los anexos del paquete de licitación y está en trámite el cierre del contrato para el gasoducto inconcluso de 12 pulgadas de diámetro. Inició la elaboración de los anexos del paquete de licitación de las refinerías Madero, Tula y Salamanca. Continuó la integración del paquete para contratar la licencia

de uso de tecnología, ingeniería básica y asistencia técnica para las plantas de azufre en Madero, Minatitlán y Salina Cruz, así como de la planta de hidrógeno en la refinería de Salina Cruz. Se firmó contrato con el Instituto Mexicano del Petróleo para el desarrollo de la ingeniería básica de la planta de tratamiento de aguas amargas en la refinería de Tula y está en proceso de contratación la planta de aguas amargas de la refinería de Salamanca. Continuó el desarrollo de la ingeniería conceptual fuera de límites de batería para las refinerías de Madero, Minatitlán, Salamanca, Salina Cruz y Tula.

- Reconfiguración de la refinería de Minatitlán. Se invirtieron 730.5 millones de pesos, 59.3% menos en términos reales, respecto al primer semestre de 2011, debido a la etapa de conclusión en que se encuentra. Para incrementar la producción de destilados a partir de residuales, se requirió la construcción de 12 plantas nuevas (incluida una planta de coquización retardada) y de alta conversión para transformar el combustóleo en destilados y elevar la proporción de crudo pesado que se procesa. El proyecto incluye una unidad de servicios auxiliares y la instalación de un gasoducto, un oleoducto y un hidrogenoducto. Al cierre del primer semestre de 2012 todas las plantas e instalaciones han sido físicamente terminadas y están operando. Continúa la elaboración de las actas de entrega-recepción. Está pendiente el cierre administrativo del proyecto, con erogaciones relacionadas principalmente con la maqueta electrónica tridimensional, libros de proyecto, detalles de procura y refaccionamiento, así como atención de los principales detalles constructivos que no afectan la seguridad ni operación de las plantas.
  - Con la puesta en marcha y completa estabilización de las 12 nuevas plantas de la reconfiguración de la Refinería de Minatitlán, se logró convertir a la refinería más antigua de Latinoamérica en la más moderna, mejorando la calidad de combustibles en cumplimiento con las normas ambientales internacionales, además de incrementar su capacidad instalada de procesamiento de crudo.
  - De igual forma se incrementa la proporción de manejo de crudo Maya (crudo pesado) y la producción de gasolina Pemex Magna. Asimismo con el arranque de estas plantas inició en esta refinería la producción de gasolina Pemex Premium, de diesel UBA y coque; también aumenta la producción de otros destilados intermedios y se reduce la de combustóleo.
  - Con la puesta en operación de las plantas de la reconfiguración se aumenta el rendimiento de productos con mayor valor agregado y se reducen las importaciones de gasolina.
- Aumento de la capacidad de almacenamiento y distribución Tuxpan-México. Se erogaron 266.1 millones de pesos, monto 22.4% menor en términos reales respecto a los seis primeros meses de 2011. Con este proyecto se garantizará el suministro de combustibles al Valle de México, al incrementar la capacidad de almacenamiento y transporte por ducto de la terminal de Tuxpan. Al mes de junio de 2012, están

pendientes 1.3 kilómetros del tercer tramo del poliducto de 18 pulgadas, y en operación los dos primeros tramos; por otro lado, se gestiona la formalización de convenios con la CFE para suministro de energía eléctrica. En 2011 concluyó la actualización de tres estaciones de bombeo y la construcción de la estación de bombeo Beristáin, que inició operaciones en febrero de 2012. El avance físico registrado al primer semestre fue 68.9%.

- Construcción de la nueva refinería de Tula. Se ejercieron 127.3 millones de pesos en el estudio de preinversión. Este proyecto permitirá ampliar la capacidad de refinación para incrementar la oferta de destilados, disminuir las importaciones y contribuir a la seguridad energética, a través del proceso de 250 mil barriles diarios de petróleo crudo, en su totalidad pesado tipo Maya, así como 76 mil barriles diarios de residuales procedentes de la refinería actual ubicada en Tula, la construcción de un nuevo oleoducto de más de 640 kilómetros de longitud de Nuevo Teapa a la nueva refinería, un poliducto de aproximadamente 150 kilómetros para el desalojo de productos a la Zona Metropolitana del Valle de México, así como la interconexión al gasoducto troncal y los ductos de interconexión con la refinería existente en Tula para el manejo de productos intermedios y terminados. Al cierre de junio de 2012 se tiene un avance físico de 10.2%.
  - En el primer semestre de 2012 se formalizaron los contratos de licencia de las plantas; iniciaron los estudios de interferencias con líneas eléctricas para determinar el tipo de procedimiento constructivo y recubrimiento en ductos; concluyó la construcción de la barda perimetral y los levantamientos topográficos y *plot plan's* (planos de disposición de equipos) de las estaciones de rebombeo Nuevo Teapa y el Tejar. Se realizan las aclaraciones de la licitación para la reubicación de canales de riego que cruzan el predio.
- Reconfiguración de la refinería de Salamanca. Se erogaron 317.3 millones de pesos, que incluyen 178 millones de pesos del estudio de preinversión. Este proyecto se encuentra en la fase de contratación de ingenierías. El objetivo es reducir la oferta comercial de combustóleo y asfalto en la zona de Salamanca. Se contempla la construcción de las siguientes plantas: una coquizadora, una reformadora catalítica dos plantas de hidrotreatmento (una de naftas de coquización y una de gasóleos), una de hidrógeno, una de azufre, el aumento de la capacidad de desintegración catalítica fluida FCC (*Fluid Catalytic Cracking*), así como los servicios auxiliares y tanques; y la modernización del tren de lubricantes.
  - Al cierre de junio de 2012 la planta coquizadora cuenta con la ingeniería básica extendida; se trabaja en el dictamen de factibilidad técnica, económica y ambiental de la planta, y se iniciaron los trabajos para la reubicación de algunas líneas de alta tensión. Está en desarrollo la ingeniería básica de corte profundo e hidrógeno, y en proceso de contratación las ingenierías básicas de las plantas de desintegración catalítica fluida, azufre, reformadora, hidrotreatadora de gasóleo y lubricantes.

- Para mantener la producción de las refinerías del SNR se devengaron 1,999.7 millones de pesos, 15.7% más que lo ejercido en el primer semestre de 2011.
- El proyecto relativo al cumplimiento a la NOM-148 (referente a la regulación de la emisión de compuestos de azufre proveniente de procesos de refinación) en Minatitlán y Salamanca, contempla el diseño, construcción y puesta en operación de plantas de recuperación de azufre en estas refinerías. Para Minatitlán se publicó la licitación en mayo de 2010, misma que se declaró desierta en septiembre de ese año, actualmente se elabora un estudio para analizar la construcción de una planta nueva o el rediseño (*Revamp*) de la actual. Para Salamanca el desarrollo de la ingeniería, procura y construcción (IPC) alcanzó un avance físico de 83.4%. En la fase de ingeniería, continúan las actividades de libros de proyecto y planos; en procura se recibieron en sitio las bombas de azufre e instrumentos; en construcción, se trabajó en: cierres de equipo, prefabricación y montaje de tuberías, pruebas hidrostáticas, lavado, soplado y recubrimiento de tuberías, entre otros. Para la integración de la planta se realizaron trabajos en el cuarto de servicios eléctricos y *racks* de tubería. Inició la revisión de programas y manuales de capacitación.
- Con la renovación de la flota petrolera se busca optimizar el sistema de transporte marítimo y reducir costos de operación del transporte de petrolíferos, mediante la adquisición de cuatro buques en un esquema de arrendamiento financiero, en una primera fase; y un buque restante, más cinco adicionales en la segunda fase. En el primer semestre de 2012 se ejercieron 147.2 millones de pesos, destaca la formalización y recepción, en enero, de un buquetanque (*Ocean Current*). De esta forma se encuentran operando cinco buquetanques adquiridos mediante arrendamiento financiero en el transcurso de 2011 y 2012, tres en el Pacífico y dos en el Golfo de México.
- Implantación del Sistema de Control Supervisorio y Adquisición de Datos (SCADA) en siete poliductos (SCADA 7); diez oleoductos, tres combustoleoductos y 34 poliductos (SCADA 47) de la Red Nacional de Ductos de Pemex-Refinación. Este proyecto contempla la ingeniería, suministro, *hardware*, *software* y los centros de control requeridos.
  - SCADA 7. Considera la automatización (ingeniería, suministro e instalación) de 129 sitios que comprende 2,568 kilómetros de ductos, 9% de la red de Pemex-Refinación. De enero a junio de 2012 se ejercieron 42.4 millones de pesos y se encuentra en proceso la adquisición del *hardware*, *software* y de los centros de control. Este proyecto tiene un avance físico de 79.5% al cierre de junio de 2012.

- SCADA 47. Considera 11,055 kilómetros de ductos, equivalentes a 79% de la red de Pemex-Refinación. Consiste en un contrato para la automatización de 193 sitios. En marzo se formalizó el contrato abierto para la adquisición de materiales. Se realizaron trabajos de electrificación con la Comisión Federal de Electricidad. El avance físico alcanzado al primer semestre de 2012 fue 23%.

#### **PEMEX-GAS Y PETROQUÍMICA BÁSICA**

En el periodo enero-junio de 2012 ejerció 1,223.6 millones de pesos (incorpora 66.5 millones de pesos de recursos supervenientes), 3.3% más que en el mismo semestre de 2011, debido, entre otros, al pago por rehabilitaciones en los cruces del río Santander en el gasoducto de 48 pulgadas, pertenecientes al sector Veracruz, con un cumplimiento de 46.3% del presupuesto original y 79.8% del modificado al periodo.

La cartera de proyectos incluye una planta criogénica de 200 millones de pies cúbicos diarios en el Complejo Procesador de Gas Poza Rica, conservación de la confiabilidad operativa en este mismo complejo, rehabilitación de redes contra incendio de los complejos procesadores de gas, estación de compresión Emiliano Zapata y libramientos, rehabilitaciones y adquisiciones para la red de ductos de la Región Centro etapa 2, los cuales representaron en su conjunto 33.8% del total de la inversión ejercida.

Los avances fueron los siguientes:

- Continuó la construcción de la planta criogénica en el Complejo Procesador de Gas Poza Rica en la que se destinaron 241.1 millones de pesos. El objetivo es contar con la infraestructura necesaria para procesar 200 millones de pies cúbicos diarios de gas húmedo dulce, proveniente del proyecto Aceite Terciario del Golfo. Incluye la construcción de una planta fraccionadora de licuables y dos esferas de almacenamiento de 20 mil barriles cada una.
  - Se terminó la ingeniería básica y de detalle, así como la procura de los equipos principales y críticos; continúa la recepción de equipo para la subestación eléctrica e instrumentos de control, así como los trabajos de instalación, construcción, montaje, inspección y alineación de equipos mecánicos de la planta criogénica (deshidratadores, intercambiadores de calor y compresor-expansor), construcción de ductos y cableado para instalación de instrumentos y sistemas de protección, la construcción de los sistemas de drenaje y mejora de tratamiento de efluentes, entre otros. Respecto a las actividades para el arranque de la planta se realizó la capacitación al personal operativo. El avance físico alcanzado al primer semestre de 2012 fue 90.5%.
- En el primer semestre de 2012 se ejercieron 18.6 millones de pesos en la construcción de libramientos, rehabilitaciones y adquisiciones para la red de ductos de la Región Centro etapa 2, cifra 43.5% menor a la ejercida en el mismo periodo de 2011. La Estación de Compresión Emiliano

Zapata y el Libramiento a Jalapa servirán para incrementar la capacidad de transporte de gas natural del ducto de 48 pulgadas de diámetro Cempoala-Santa Ana. La estación de compresión está concluida y operando. Para el proyecto libramiento de Jalapa, en marzo de 2012 se formalizó el contrato para realizar las obras complementarias para su conclusión. La interconexión se contratará a través de una licitación pública internacional, cuyo proceso inició el 5 de junio de 2012; se tiene previsto que el libramiento inicie operaciones en los primeros meses de 2013. El avance físico del proyecto al cierre de junio de 2012 es 85%.

- En lo que respecta al proyecto de cogeneración en el Complejo Procesador de Gas Nuevo Pemex, continúa la construcción por parte de un tercero, de la primera planta de cogeneración de energía eléctrica a gran escala (300 megawatts), a efecto de suministrar energía eléctrica al propio complejo y disponer de excedentes para otras instalaciones de Petróleos Mexicanos, y contribuir así a la estrategia de protección ambiental por parte de la empresa. Con este proyecto se obtendrán de 550 a 800 toneladas-hora de vapor que se utilizarán en el proceso y se instalarán líneas de transmisión de energía eléctrica para su integración al Sistema Eléctrico Nacional.
  - Continúa el montaje de los recuperadores de calor y de los turbogeneradores, las pruebas de pre-arranque de los subsistemas de transmisión, trabajos de obra civil del camino de acceso, vialidades y terracerías, entre otros. Asimismo, concluyó el montaje de la tubería de interconexión de los recuperadores y de las estructuras en el rack de cogeneración e integración. Por otra parte, se encuentran energizadas dos subestaciones eléctricas de las cuatro terminadas; asimismo se han concluido seis de las siete líneas de transmisión. El proyecto presenta un avance físico de 98.8%.
- Etileno XXI. Es un complejo petroquímico de clase mundial mediante inversión privada, incluye la creación y operación de una planta de desintegración térmica de etano (*cracker*) con una capacidad de un millón de toneladas anuales para la producción de etileno y sus derivados. Al 30 de junio de 2012, en sesiones de trabajo realizadas en la Secretaría de Energía, las partes financieras, analizaron y acordaron diversos puntos de orden contractual relacionados con el otorgamiento del financiamiento respectivo.
- Contrato de servicio para el transporte de etano. Busca incrementar la seguridad en el sistema de transporte de etano en fase gaseosa desde los complejos procesadores de gas Ciudad Pemex, Nuevo Pemex y Cactus al Área Coatzacoalcos y garantizar el suministro de este producto a Pemex-Petroquímica y al proyecto Etileno XXI.
  - Pemex-Gas y Petroquímica Básica firmará un contrato de servicio de largo plazo (21 años: 20 años de operación comercial más uno de pruebas) con un tercero, para el transporte de hasta 105.6 miles de barriles diarios de etano. Este sistema de transporte implica la construcción de un ducto de aproximadamente 70 kilómetros, del Complejo Procesador de Gas Ciudad Pemex al Complejo Procesador de

Gas Nuevo Pemex, así como un ducto de alrededor de 141 kilómetros para el transporte de etano en fase gaseosa de los complejos procesadores de gas Cactus y Nuevo Pemex hacia la zona industrial de Coatzacoalcos.

- El ducto transportará 66 mil barriles diarios de etano hacia las plantas del consorcio de Etileno XXI y adicionalmente permitirá servir como respaldo de los ductos actuales, ante cualquier eventualidad.
- Las actividades se programaron para su conclusión antes de las pruebas de operación del proyecto Etileno XXI. Obtuvo la acreditación FEL I en julio de 2011.
- Cabe señalar que el transporte de etano por medio de un contrato de servicio con un tercero motivó la cancelación de los proyectos Ductos Petroquímicos Vía Agave y Transporte de Petroquímicos de Nuevo Pemex-Cactus a Coatzacoalcos de la cartera de programas y proyectos de inversión de la SHCP. Se está integrando el caso de negocio que respalda el cambio de estrategia (contrato de servicio de transporte en lugar del desarrollo de infraestructura a partir de inversión programable), esto con el fin de acreditar la etapa FEL II del contrato de servicio de transporte de etano de las obras asociadas a Etileno XXI.

#### **PEMEX-PETROQUÍMICA**

En el periodo enero-junio de 2012, el organismo subsidiario invirtió 958.4 millones de pesos (incluye 3.4 millones de pesos de recursos supervenientes), 36% más que en el mismo semestre del año anterior, con un cumplimiento de 46.3% del programa y 89.9% del adecuado. Los proyectos que ejercieron mayores recursos fueron: modernización y ampliación del tren de aromáticos I del Complejo Petroquímico La Cangrejera (36.9%); sostenimiento de la capacidad de producción, almacenamiento y distribución del amoniaco del Complejo Petroquímico Cosoleacaque (18.2%); y sostenimiento de la capacidad de producción de derivados del etano IV en el Complejo Petroquímico Morelos (7.4%). El resto se empleó en otros proyectos.

El mayor ejercicio se debió, entre otros, a diversos pagos de contratos como el desarrollo de la ingeniería de detalle, suministro de materiales, construcción, pruebas de prearranque y de comportamiento; así como servicios auxiliares en integración, servicios de apoyo técnico-administrativo, supervisión para la ingeniería, procura y construcción de la unidad de proceso CCR *Platforming*. También a pagos de contratos relacionados con la rehabilitación de la planta V de amoniaco y a la rehabilitación de la red de contra incendio, además a la recepción de tres unidades del sistema de arrastre para carro tanque y auto tanque y un turboexpansor tipo turbina.

A continuación se presentan los principales proyectos:

- Modernización y ampliación del tren de aromáticos I del Complejo Petroquímico La Cangrejera, se ejercieron 353.4 millones de pesos para incrementar el rendimiento de productos de alto valor y satisfacer la demanda de paraxileno y benceno. La primera parte del proyecto, ingeniería, procura y construcción IPC-I CCR *Platforming* presenta un avance físico de 98.1% al 30 de junio de 2012. La segunda parte, que corresponde al IPC-2, procesos de producción de benceno y xilenos (Tatoray), recuperación de xilenos (Parex) y renovaciones de las plantas (*revamps*), se encuentran en desarrollo de la etapa FEL III.
- Ampliación de la planta de óxido de etileno en el Complejo Petroquímico Morelos. Consta de dos etapas, la primera es aumentar la capacidad de 225 a 280 mil toneladas, lo cual concluyó en su parte física y registró un avance financiero de 91.1%. En el primer semestre de 2012 no se registró avance, debido a que sigue pendiente por parte del contratista la entrega de soportes por trabajos extraordinarios y gastos financieros, por lo que no se ejercieron recursos. La planta se encuentra en custodia, operación y mantenimiento del área de operación. En la segunda etapa (incremento de capacidad de 280 a 360 mil toneladas), se trabajó en la elaboración de documentos correspondientes a FEL III para su autorización.
- Durante el periodo enero-junio de 2012 se ejercieron 174.4 millones de pesos para el sostenimiento de la capacidad de producción, almacenamiento y distribución del amoníaco del Complejo Petroquímico Cosoleacaque y 71.3 millones de pesos para el sostenimiento de la capacidad de producción de derivados del etano IV en el Complejo Petroquímico Morelos.

#### **CORPORATIVO DE PETRÓLEOS MEXICANOS**

Durante el primer semestre de 2012, el Corporativo de Petróleos Mexicanos invirtió 169.9 millones de pesos, 184% más de los recursos ejercidos el mismo periodo del año previo, lo que representó 27.9% de cumplimiento de la meta original y 94.3% del adecuado. Los proyectos a los que se destinaron más recursos fueron: construcción de unidades médicas (33.9%), construcción de un centro de desarrollo infantil en Salina Cruz, Oaxaca (16.6%), construcción de una clínica en la ciudad de Villahermosa, Tabasco (14.5%), equipamiento de unidades médicas (5.7%), y lo restante a otros proyectos.



## **5. INFORMACIÓN FINANCIERA**

### **5.1 PRINCIPALES POLÍTICAS Y CRITERIOS CONTABLES CONFORME A NORMAS GUBERNAMENTALES (NEIFGSP)**

Resumen de políticas de contabilidad significativas-

La preparación de los estados financieros requiere que la administración de Pemex efectúe estimaciones y suposiciones que afectan los importes registrados de activos y pasivos y la revelación de activos y pasivos contingentes a la fecha de los estados financieros consolidados, así como los importes registrados de ingresos y gastos durante el ejercicio. Los rubros importantes sujetos a estas estimaciones y suposiciones incluyen el valor en libros de pozos, ductos, inmuebles y equipos; las estimaciones de valuación de cuentas por cobrar, inventarios, avance de obra y activos por impuestos diferidos; la valuación de instrumentos financieros y los pasivos relativos a beneficios a empleados. Los resultados reales pueden diferir de estas estimaciones y suposiciones.

A continuación se resumen las políticas de contabilidad más significativas:

*(a) Base contable para la preparación de la información financiera-*

El 31 de diciembre de 2008, el Gobierno Federal publicó la Ley General de Contabilidad Gubernamental ("LGCG") que deroga todas las disposiciones que se opongan a esta Ley, entrando en vigor a partir del 1o. de enero de 2009. Esta Ley tiene por objeto establecer los criterios generales que regirán la contabilidad gubernamental y la emisión de información financiera de los entes públicos, con el fin de lograr su adecuada armonización. El órgano de coordinación para la armonización de la contabilidad gubernamental es el Consejo Nacional de Armonización Contable ("CONAC"). Conforme a la LGCG, en tanto el CONAC no expida las normas contables correspondientes, se continuará aplicando lo dispuesto en las disposiciones reglamentarias vigentes en la materia, en lo que no se oponga a dicha Ley.

Con base en lo mencionado en el párrafo anterior los estados financieros consolidados que se acompañan han sido preparados y cumplen cabalmente, para lograr una presentación razonable, con las prácticas contables para entidades paraestatales, establecidas por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) (denominadas Normas Específicas de Información Financiera Gubernamental para el Sector Paraestatal NEIFGSP o Normas Gubernamentales), y con lo dispuesto por la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal y la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria y se expresan en pesos a su valor nominal.

Las principales diferencias entre las Normas Gubernamentales y Normas de Información Financiera en México (NIF), emitidas por el Consejo Mexicano de Normas de Información Financiera (“CINIF”), que afectan la información financiera de Pemex, se presentan en el inciso (aa) de esta nota. Por separado, la Administración de Pemex prepara estados financieros consolidados con sus organismos subsidiarios y compañías subsidiarias, bajo NIF.

Para propósitos de revelación en las notas a los estados financieros, cuando se hace referencia a pesos o “\$”, se trata de miles de pesos mexicanos, y cuando se hace referencia a dólares americanos o US\$ se trata de miles de dólares de los Estados Unidos de América y cuando se hace referencia a yenes o “¥”, se trata de miles de yenes japoneses, cuando se hace referencia a euros o “€”, se trata de miles de euros, cuando se hace referencia a libras esterlinas o “£”, se trata de miles de libras esterlinas, cuando se hace referencia a francos suizos o “₣”, se trata de miles de francos suizos y cuando se hace referencia a dólar canadiense o “CAD” se trata de miles de dólares canadienses. Los cambios en tasas, productos y precios no son presentados en miles.

Los estados financieros antes mencionados se presentan en moneda de informe peso mexicano, que es igual a la moneda de registro y a su moneda funcional.

Debido a que Pemex es una empresa industrial, presenta sus costos y gastos ordinarios con base en su función, lo cual permite conocer su margen de utilidad bruta.

*(b) Efectos de la inflación en la información financiera-*

Los estados financieros consolidados que se acompañan reconocen los efectos de la inflación en la información financiera conforme a los lineamientos establecidos en el apartado “C” de la Norma Gubernamental NEIFGSP 007, “Norma de Información Financiera para el reconocimiento de los efectos de la inflación”, los cuales debido a que Pemex opera en un entorno económico no inflacionario, incluyen el reconocimiento de los efectos de la inflación en la información financiera hasta el 31 de diciembre de 2007, con base en el Índice Nacional de Precios al Consumidor (INPC), determinado por el Instituto Nacional de Estadística y Geografía (INEGI) y publicado por el Banco de México. El porcentaje de inflación acumulado en los tres últimos ejercicios anuales y los índices utilizados para determinar la inflación, se muestran a continuación:

<u>31 de diciembre de</u>	<u>INPC</u>	<u>Inflación</u>	
		<u>Del año</u>	<u>Acumulada</u>
2011	103.551	3.82%	12.26%
2010	99.742	4.40%	15.19%
2009	95.536	3.57%	14.48%

*(c) Consolidación-*

Los estados financieros consolidados incluyen las cuentas de Petróleos Mexicanos y las cuentas de los organismos subsidiarios. Los saldos y operaciones importantes entre las entidades consolidadas se han eliminado en la preparación de los estados financieros consolidados. La consolidación se efectuó con base en los estados financieros auditados de los organismos subsidiarios al 31 de diciembre de 2011 y 2010, los que se prepararon de acuerdo con las NEIFGSP (ver inciso (a) de esta nota).

Las inversiones en compañías subsidiarias se valúan conforme se menciona en el inciso (I) de esta nota. Otras compañías subsidiarias y asociadas poco representativas se registraron al costo de adquisición y dada su poca importancia en relación con los activos totales e ingresos de Pemex, no se consolidan ni se registran por el método de participación.

*(d) Conversión de estados financieros de operaciones extranjeras-*

Los estados financieros de operaciones extranjeras que se consolidan se convierten a la moneda de informe, identificando inicialmente si la moneda funcional y la de registro de la operación extranjera son diferentes y posteriormente se realiza la conversión de la moneda funcional a la de informe, utilizando para ello, el tipo de cambio histórico o el tipo de cambio de cierre del ejercicio y el índice de inflación del país de origen, dependiendo de si la información proviene de un entorno económico inflacionario.

*(e) Efecto acumulado por conversión-*

Representa la diferencia que resulta de convertir las operaciones extranjeras, de su moneda funcional a la moneda de informe.

(f) *Efectivo y equivalentes de efectivo-*

El efectivo y equivalentes de efectivo incluyen depósitos en cuentas bancarias, monedas extranjeras y otros similares de inmediata realización. A la fecha de los estados financieros consolidados, los intereses ganados y las utilidades o pérdidas en valuación se incluyen en los resultados del ejercicio, como parte del Resultado Integral de Financiamiento (RIF).

(g) *Cuentas, documentos por cobrar y otros-*

Las cuentas por cobrar al 31 de diciembre de 2011 y 2010 se presentan a su valor de realización, neto de la estimación para pérdidas en su recuperación. El valor de realización de las cuentas por cobrar a largo plazo, en su caso, se determina considerando su valor presente. Adicionalmente, los ingresos por intereses de cuentas por cobrar se reconocen conforme se devenguen, siempre y cuando su importe se pueda valorar confiablemente y su recuperación sea probable.

(h) *Instrumentos financieros primarios-*

Los instrumentos financieros primarios, incluyen inversiones en títulos de deuda y de capital, y se clasifican de acuerdo con la intención que la administración les asigna al momento de su adquisición, ya sea en, i) títulos de deuda para conservar al vencimiento, ii) instrumentos financieros con fines de negociación e instrumentos financieros disponibles para su venta. Inicialmente se reconocen a su costo de adquisición y posteriormente se valúan como se describe en los párrafos siguientes:

- (i) Los títulos de deuda conservados a vencimiento se valúan a costo amortizado. La amortización de primas o descuentos, se incluye dentro de la tasa de interés efectiva, utilizada para devengar los intereses provenientes de estos instrumentos. En caso de ser necesario, se reconocen en los resultados del ejercicio las pérdidas en su valor en libros, atribuible a un deterioro crediticio por parte del emisor.
- (ii) Los instrumentos financieros con fines de negociación y los disponibles para su venta se valúan a su valor razonable, el cual se asemeja a su valor de mercado. El valor razonable es la cantidad por la que puede intercambiarse un activo financiero o liquidarse un pasivo financiero, entre partes interesadas y dispuestas, en una transacción en libre competencia; los cambios en el valor razonable de estos instrumentos se llevan a resultados y a la utilidad integral dentro del capital contable, respectivamente. Los intereses devengados de los instrumentos financieros primarios de deuda categorizados como disponibles para la venta se reconocen en resultados.

(i) *Instrumentos financieros derivados y operaciones de cobertura-*

Al 31 de diciembre de 2011 y 2010, los instrumentos financieros derivados (IFD) que se presentan en el balance general fueron valuados a su valor razonable, de acuerdo con las reglas establecidas en el Boletín C-10 Instrumentos Financieros Derivados y Operaciones de Cobertura. En el caso de derivados con fines de negociación, los cambios en su valor razonable son llevados directamente al RIF; en el caso de los derivados que formalmente son designados y que califican como IFD con fines de cobertura, estos son contabilizados siguiendo el modelo de contabilización de cobertura de valor razonable o el de flujo de efectivo establecidos en el Boletín C-10.

(j) *Instrumentos financieros con características de pasivos, de capital o ambos-*

Los instrumentos financieros emitidos por Pemex con características de pasivo, de capital o de ambos, se reconocen desde su emisión como pasivo a su valor razonable, como instrumentos de capital o como ambos, dependiendo de los componentes que los integran. Los costos iniciales incurridos por la emisión de dichos instrumentos se asignan al pasivo y al capital contable en la misma proporción de los montos de sus componentes. Las pérdidas y ganancias relacionadas con componentes de instrumentos financieros clasificados como pasivos, se reconocen en el RIF. Las distribuciones de los rendimientos a los propietarios de componentes de instrumentos financieros clasificados como capital contable, se cargan directamente a una cuenta de patrimonio.

(k) *Inventarios y costo de ventas-*

Los inventarios se valúan al costo o al valor neto de realización, el que sea menor. El costo se determina con base en los elementos de costos de producción. El costo de los inventarios se asigna utilizando la fórmula de costos promedio. El valor neto de realización es el valor estimado de venta durante el curso normal del negocio, menos los costos de terminación y gastos estimados de venta.

El costo de ventas representa el costo de los inventarios al momento de la venta, incrementado, en su caso, por las reducciones en el valor neto de realización de los inventarios durante el ejercicio.

Pemex registra las estimaciones necesarias para reconocer disminuciones en el valor de sus inventarios por obsolescencia y otras causas que indiquen que el aprovechamiento o realización de los artículos que forman parte del inventario resultara inferior al valor registrado.

*(l) Inversión en acciones de compañías subsidiarias no consolidadas y asociadas-*

Debido a que los estados financieros consolidados fueron preparados para cumplir con las disposiciones de la SHCP y ser utilizados en la formulación e integración de la Cuenta de la Hacienda Pública Federal, como se menciona en el inciso (a) de esta nota, no se están incluyendo en estos estados financieros consolidados las Compañías Subsidiarias, las cuales se reconocen por el método de participación con base en la información disponible; conforme a este método, el costo de adquisición de las acciones se modifica por la parte proporcional de los cambios en las cuentas de capital contable de las Compañías Subsidiarias, adicionalmente, la inversión en acciones en las Compañías Asociadas en las que se tiene influencia significativa se registran al costo.

Los estados financieros de las subsidiarias extranjeras que se reconocen por el método de participación se convierten a la moneda de informe, identificando inicialmente si la moneda funcional y la de registro de la operación extranjera son diferentes, y, posteriormente, se realiza la conversión de la moneda funcional a la de informe, utilizando para ello el tipo de cambio de cierre del ejercicio para las cuentas de activos y pasivos; al tipo de cambio histórico para las cuentas de patrimonio; y al tipo de cambio promedio del año para las cuentas de resultados.

*(m) Pozos, ductos, inmuebles y equipo-*

Las inversiones en pozos, ductos, inmuebles y equipo se registran al costo de adquisición o construcción, de acuerdo a lo señalado en la NEIFGSP 015 “Norma para el registro contable del activo fijo”; en el caso de pozos, se utiliza el método de esfuerzos exitosos (Ver inciso “n”).

De conformidad con lo establecido en la NIF D-6. “Capitalización del resultado integral de financiamiento”, durante el periodo de construcción se capitaliza como parte del costo de construcción de estos activos, el RIF que se encuentra directamente relacionado con el financiamiento de los mismos.

La depreciación se calcula a partir del mes siguiente al que entran en operación los activos, utilizando el método de línea recta, en función del valor actualizado de los activos y a tasas acordes con su vida útil estimada en avalúos preparados por valuadores independientes. La amortización de los pozos se determina en función de la vida comercial estimada del campo al que pertenecen, considerando la relación existente entre la producción de barriles de petróleo crudo equivalente del periodo y las reservas probadas desarrolladas del campo, determinadas al inicio del año, con actualizaciones trimestrales por nuevas inversiones de desarrollo.

Las tasas de depreciación anual utilizadas por Pemex son las que se muestran a continuación:

	<u>%</u>	<u>Años</u>
Edificios	3	33
Plantas y equipo de perforación	3-5	20-33
Mobiliario y equipo, equipo de cómputo y programas	10-25	4-10
Plataformas marinas y ductos	4	25
Equipo de transporte	4-20	5-25

Las pérdidas o ganancias generadas por la venta o disposición de activos fijos se reconocen en el resultado del ejercicio en que se incurren.

El valor de estos activos está sujeto a una evaluación anual de deterioro.

*(n) Costos de exploración y perforación de pozos-*

Pemex por supletoriedad aplica el método contable de Esfuerzos Exitosos para el registro de los costos de exploración y perforación de pozos, de acuerdo con el *Accounting Standard Codification 932 "Extractive Activities-Oil and Gas"* emitido por el *"United State Financial Accounting Standards Board"*, a falta de lineamientos locales para la industria petrolera.

*(o) Retiro de activos-*

Las obligaciones asociadas al retiro de activos, se reconocen cuando se tienen obligaciones ya sea legales o asumidas relacionadas con el retiro de componentes de propiedades, planta y equipo, en su caso, las mismas deben ser reconocidas utilizando la técnica de valor presente esperado; en el remoto caso de que no pueda determinarse una estimación confiable en el periodo en que se origina la obligación, la provisión debe reconocerse cuando se tengan elementos suficientes para determinar la mejor estimación.

Los costos y obligaciones de retiro de activos asociados a los principales procesos de refinación, gas y petroquímicos, no son estimados, debido a que estos activos se consideran de uso indeterminado en el tiempo, como resultado de mantenimientos y

reparaciones mayores, en consecuencia, no se dispone de información para determinar, razonablemente, la fecha en que pudieran ser desincorporados y por ende la obligación por retiro no es reconocida.

*(p) Deterioro en el valor de los activos de larga duración y su disposición-*

Los activos de larga duración están sujetos a una evaluación anual de deterioro, de conformidad con las disposiciones establecidas en el boletín C-15.- "Deterioro en el valor de los activos de larga duración y su disposición". El valor de recuperación representa el monto de los ingresos netos potenciales que se espera razonablemente obtener como consecuencia de la utilización o realización de dichos activos.

Si se determina que el valor neto en libros excede el valor de recuperación, se registran las estimaciones necesarias, a fin de dejar contablemente valuado el activo a su valor de recuperación.

*(q) Reserva para abandono de pozos-*

Los costos de abandono relativos a pozos actualmente en producción y a los temporalmente cerrados son reconocidos con base en el método de unidades producidas. En el caso de pozos improductivos, el costo total de abandono y desmantelamiento ha sido reconocido al final de cada periodo. Todas las estimaciones se basan en la vida del campo, tomando en consideración su valor presente (descontado). No se consideran valores de rescate debido a que estos históricamente no han existido. Estos costos son inicialmente capitalizados como parte del valor del pozo y se amortizan de acuerdo a la vida útil del campo.

*(r) Otros activos-*

Los otros activos incluyen principalmente anticipos, documentos por cobrar a largo plazo y activos intangibles, los cuales se registran a su valor de adquisición o realización y en su caso, los activos intangibles se amortizan por el método de línea recta.

*(s) Provisiones-*

Una provisión se reconoce, si como resultado de un evento pasado, Pemex ha incurrido en una obligación legal o asumida que se pueda estimar de manera confiable y sea probable que se requiera un desembolso futuro para pagar la obligación. En los casos aplicables, se registran a su valor presente.



#### Efectos ambientales

En concordancia con las disposiciones legales y contables aplicables, se reconoce un pasivo cuando los costos son probables y pueden ser razonablemente estimados. Los desembolsos relacionados con la conservación del ambiente, vinculados con ingresos por operaciones actuales o futuras son contabilizados como gastos o activos, según correspondan. Los desembolsos relacionados con operaciones del pasado que no contribuyan a la obtención de ingresos corrientes o futuros son cargados a gastos.

La creación de estas provisiones coincide con la identificación de una obligación relacionada con remediación ambiental, para la cual Pemex tiene información adecuada para determinar un estimado razonable del respectivo costo.

#### (t) *Beneficios a los empleados-*

Los beneficios acumulados por pensiones, primas de antigüedad, otros beneficios al retiro y por terminación de la relación laboral por causa distinta de reestructuración, a que tienen derecho los empleados, se reconocen en los resultados como parte de las operaciones ordinarias, en el costo de ventas y/o en gastos generales según corresponda, con base en cálculos actuariales realizados por peritos independientes utilizando el método de crédito unitario proyectado; Pemex incorpora el efecto de sus obligaciones laborales en estos estados financieros, conforme a los lineamientos establecidos en la NEIFGSP 008 (ver inciso (aa) de esta nota), la cual considera que el costo neto del periodo se registra en los resultados de Pemex, siempre y cuando no genere un resultado del ejercicio de naturaleza desfavorable (pérdida).

Los periodos de amortización de las partidas pendientes por amortizar son los siguientes:

#### Beneficios al retiro:

En 5 años máximo el pasivo de transición inicial y la carrera salarial;

En la Vida Laboral Promedio Remanente (VLPR) las modificaciones al plan y las ganancias / pérdidas actuariales del periodo.

#### Beneficios por terminación:

En 5 años máximo el pasivo de transición inicial y las modificaciones del plan;

En un año la carrera salarial; y

Reconocimiento inmediato de las ganancias / pérdidas actuariales.

Al 31 de diciembre de 2011, la vida laboral promedio remanente de los empleados que tienen derecho a los beneficios del plan es aproximadamente de 10 años.

El plan de otros beneficios al retiro incluye los servicios médicos para los jubilados y sus beneficiarios, así como ayudas otorgadas en efectivo para consumos de gas, gasolina y canasta básica.

*(u) Impuestos y derechos federales-*

Pemex está sujeto a leyes especiales de impuestos, las cuales se basan principalmente en la producción, proyección de precios e ingresos por venta de petróleo y productos refinados. Pemex no es sujeto de la Ley del Impuesto sobre la Renta (ISR) ni del Impuesto Empresarial a Tasa Unica (IETU).

Los impuestos diferidos se registran por el método de activos y pasivos con enfoque integral, el cual consiste en reconocer un impuesto diferido aplicando la tasa del Impuesto a los Rendimientos Petroleros (IRP), a las diferencias temporales entre los valores contables y fiscales de los activos y pasivos a la fecha de los estados financieros consolidados.

*(v) Impuesto especial sobre producción y servicios (IEPS)-*

El IEPS retenido a clientes es un impuesto sobre las ventas locales de gasolina y diesel. Las tasas aplicables dependen, entre otros factores, del producto, del precio productor, de los fletes, de las comisiones y de la región en que se vende cada producto.

*(w) Pérdida integral-*

La pérdida integral está representada por la pérdida neta del ejercicio más los efectos por valuación de los instrumentos financieros designados de cobertura de flujo de efectivo; así como por aquellas partidas que por disposición específica se reflejan en el patrimonio, y no constituyen aportaciones, reducciones o distribuciones.

*(x) Contingencias-*

Las obligaciones o pérdidas importantes relacionadas con contingencias se reconocen cuando es probable que sus efectos se materialicen y existan elementos razonables para su cuantificación. Si no existen estos elementos razonables, se incluye su

revelación en forma cualitativa en las notas a los estados financieros consolidados. Los ingresos, utilidades o activos contingentes se reconocen hasta el momento en que existe certeza de su realización.

*(y) Reconocimiento de los ingresos-*

Para todos los productos de exportación, el riesgo de pérdida y el título de propiedad se transfieren al momento del embarque, por lo que Pemex registra los ingresos por ventas cuando los productos son embarcados a los clientes del extranjero. En el caso de algunas ventas nacionales en las cuales el cliente recibe el producto en las instalaciones de Pemex, las ventas se registran cuando se recoge el producto. Para las ventas nacionales en las que Pemex es responsable de la entrega del producto, el riesgo de pérdida y la propiedad se transfieren en el punto de entrega, y Pemex registra los ingresos por ventas al momento de entrega del producto.

Los ingresos por servicios se reconocen una vez que existe el derecho de cobro sobre los mismos.

*(z) Resultado integral de financiamiento (RIF)-*

El RIF incluye los intereses, las diferencias en cambios, los efectos de valuación de instrumentos financieros, deducidos de los importes capitalizados.

Las operaciones en moneda extranjera se registran al tipo de cambio vigente en las fechas de celebración o liquidación. Al cierre del periodo, los activos y pasivos monetarios en moneda extranjera se convierten en moneda nacional a los tipos de cambio emitidos por la Unidad de Contabilidad Gubernamental e Informes sobre la Gestión Pública de la SHCP, de conformidad a lo establecido en la Norma General de Información Financiera Gubernamental (NGIFG-005).- "Norma para ajustar al cierre del ejercicio los saldos en moneda nacional originados por derechos y obligaciones en moneda extranjera para efectos de integración" vigente a la fecha de los estados financieros consolidados. Las diferencias en cambios incurridas en relación con activos o pasivos contratados en moneda extranjera se llevan a los resultados del ejercicio.

*(aa) Principales diferencias entre las NEIFGSP y las NIF emitidas por el CINIF-*

Al 31 de diciembre de 2011 y 2010, las principales diferencias entre las NEIFGSP y las NIF que afecta a la información financiera de Pemex, se listan en la siguiente hoja:

a) Consolidación, Compañías Subsidiarias-

Las Compañías Subsidiarias no son organismos descentralizados, debido a que no se crearon por la Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios, sino por las leyes aplicables a cada una de las respectivas jurisdicciones en las que fueron constituidas, y son administradas como otras compañías privadas sujetas a otra normatividad, por lo que no forman parte de la consolidación con base a NEIFGSP.

b) Efectivo y equivalentes de efectivo-

La NIF C-1 “Efectivo y equivalentes de efectivo” requiere la presentación, dentro del rubro de efectivo y equivalentes de efectivo en el balance general, del efectivo y equivalentes de efectivo restringidos correspondiente a fondos específicos, sin embargo bajo el Catálogo de Cuentas Autorizado por la SHCP estos se presentan en el rubro de Documentos y cuentas por cobrar.

c) Reconocimiento del costo de los beneficios a los empleados-

Las disposiciones de la NEIFGSP 008, “Reconocimiento de las Obligaciones al Retiro de los Trabajadores en las Entidades del Sector Paraestatal” no coinciden con las reglas de la NIF D-3 “Beneficios a los Empleados”, ya que la NIF D-3 es de aplicación obligatoria, sin importar el efecto que provoque el costo neto del periodo en los resultados; sin embargo, en la NEIFGSP 008 el costo neto del periodo se reconoce en resultados siempre y cuando no implique la determinación de un resultado del ejercicio de naturaleza desfavorable (pérdida).

d) Registro Patrimonial-

La Ley General de Contabilidad Gubernamental en su artículo 27 establece que los bienes inmuebles no podrán registrarse a un valor inferior al catastral, lo cual difiere con lo señalado en la NIF C-6 Propiedades, Planta y Equipo, la cual menciona que estos bienes deben valuarse a su costo de adquisición, el cual puede llegar a ser inferior a su valor catastral.

*(ab) Reclasificaciones-*

Los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2010 han sido reclasificados, con lo que respecta a la presentación del balance general, el estado de variaciones en el patrimonio y el estado de flujos de efectivo con el objeto de hacer comparable su presentación.

La reclasificación de las cuentas patrimonio se muestra a continuación, y se realizó para mostrar adecuadamente el efecto de la cancelación del esquema PIDIREGAS.

	2010		
	Cifras anteriormente reportadas	Reclasificación	Cifras reclasificadas
	Participación en el capital de entidades diferentes a organismos subsidiarios	16,324,799	2,974,534
Resultados de ejercicios anteriores	(52,287,670)	(2,974,534)	(55,262,204)

	2009		
	Cifras anteriormente reportadas	Reclasificación	Cifras reclasificadas
	Participación en el capital de entidades diferentes a organismos subsidiarios	7,423,614	2,974,534
Resultados de ejercicios anteriores	(478,645,624)	(2,974,534)	(481,620,158)

**5.2 ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS**

Los resultados financieros que se presentan fueron elaborados conforme a Normas Específicas de Información Financiera Gubernamentales para el sector paraestatal (NG) y corresponden a los estados financieros consolidados al 30 de junio de 2012 y 2011 de Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios. Estos estados financieros consolidados muestran diferencias con los preparados con base en las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF o IFRS por sus siglas en inglés). Dichos estados financieros consolidados contienen cifras preliminares y no están auditados.

**PETRÓLEOS MEXICANOS Y SUS ORGANISMOS SUBSIDIARIOS**  
**ESTADO DE RESULTADOS CONSOLIDADO**  
**CIFRAS PRELIMINARES BAJO NORMAS GUBERNAMENTALES (NG)**  
(millones de pesos)

CONCEPTO	DEL 1 ABRIL AL 30 DE JUNIO				DEL 1 DE ENERO AL 30 DE JUNIO			
	2012	2011	VARIACIÓN		2012	2011 <sup>1/</sup>	VARIACIÓN	
			IMPORTE	(%)			IMPORTE	(%)
<b>INGRESOS TOTALES</b>	<b>380,596.5</b>	<b>369,869.1</b>	<b>10,727.4</b>	<b>2.9</b>	<b>769,686.5</b>	<b>707,496.2</b>	<b>62,190.3</b>	<b>8.8</b>
En el país	213,042.1	196,151.0	16,891.1	8.6	416,600.3	375,466.5	41,133.8	11.0
De exportación	166,213.7	172,721.4	-6,507.7	-3.7	350,475.8	330,262.5	20,213.3	6.1
Ingresos por servicios	1,340.7	996.7	344.0	34.5	2,610.4	1,767.2	843.2	47.7
<b>COSTO DE VENTAS</b>	<b>173,055.8</b>	<b>158,779.3</b>	<b>14,276.5</b>	<b>9.0</b>	<b>333,290.4</b>	<b>301,881.6</b>	<b>31,408.8</b>	<b>10.4</b>
<b>RENDIMIENTO BRUTO</b>	<b>207,540.7</b>	<b>211,089.8</b>	<b>-3,549.2</b>	<b>-1.7</b>	<b>436,396.1</b>	<b>405,614.6</b>	<b>30,781.5</b>	<b>7.6</b>
<b>GASTOS GENERALES</b>	<b>27,519.5</b>	<b>20,590.3</b>	<b>6,929.2</b>	<b>33.7</b>	<b>53,090.1</b>	<b>39,809.9</b>	<b>13,280.1</b>	<b>33.4</b>
Gastos de distribución	5,353.8	5,266.4	87.4	1.7	10,206.2	9,249.0	957.1	10.3
Gastos de administración	22,165.7	15,323.9	6,841.8	44.6	42,883.9	30,560.9	12,323.0	40.3
<b>RENDIMIENTO DE OPERACIÓN</b>	<b>180,021.2</b>	<b>190,499.5</b>	<b>-10,478.3</b>	<b>-5.5</b>	<b>383,306.0</b>	<b>365,804.7</b>	<b>17,501.4</b>	<b>4.8</b>
<b>OTROS INGRESOS (GASTOS)-NETO</b>	<b>62,098.8</b>	<b>43,379.3</b>	<b>18,719.5</b>	<b>43.2</b>	<b>108,811.5</b>	<b>68,165.7</b>	<b>40,645.8</b>	<b>59.6</b>
<b>RESULTADO INTEGRAL DE FINANCIAMIENTO</b>	<b>-47,446.2</b>	<b>-3,322.2</b>	<b>-44,124.0</b>	<b>-1,328.2</b>	<b>-14,583.7</b>	<b>5,468.0</b>	<b>-20,051.8</b>	<b>-366.7</b>
Intereses pagados-neto	-21,408.1	-2,474.4	-18,933.7	-765.2	-29,560.6	-3,859.9	-25,700.7	-665.8
(Pérdida) utilidad en cambios-neta	-26,038.1	-847.8	-25,190.3	-2,971.3	14,976.9	9,328.0	5,648.9	60.6
<b>PARTICIPACIÓN EN LOS RESULTADOS DE SUBSIDIARIAS Y ASOCIADAS</b>	<b>7,947.6</b>	<b>2,666.4</b>	<b>5,281.1</b>	<b>198.1</b>	<b>7,968.8</b>	<b>2,666.8</b>	<b>5,302.0</b>	<b>198.8</b>
<b>RENDIMIENTO ANTES DE IMPUESTOS, DERECHOS Y APROVECHAMIENTOS</b>	<b>202,621.4</b>	<b>233,223.0</b>	<b>-30,601.6</b>	<b>-13.1</b>	<b>485,502.6</b>	<b>442,105.2</b>	<b>43,397.4</b>	<b>9.8</b>
<b>IMPUESTOS, DERECHOS Y APROVECHAMIENTOS</b>	<b>217,562.5</b>	<b>219,698.3</b>	<b>-2,135.8</b>	<b>-1.0</b>	<b>464,377.5</b>	<b>417,318.2</b>	<b>47,059.3</b>	<b>11.3</b>
<b>RENDIMIENTO NETO</b>	<b>-14,941.1</b>	<b>13,524.7</b>	<b>-28,465.8</b>	<b>-210.5</b>	<b>21,125.1</b>	<b>24,787.0</b>	<b>-3,661.8</b>	<b>-14.8</b>

1/ Se actualizaron cifras de junio de 2011.

La suma de los parciales puede no coincidir por redondeo.

---

**EXPLICACIÓN A LAS VARIACIONES**  
**(SEGUNDO TRIMESTRE DE 2012/SEGUNDO TRIMESTRE DE 2011)**

---

El valor de las ventas en el mercado nacional mostraron un incremento del 8.6% originado principalmente por el aumento en el precio unitario promedio de venta, así como en el volumen comercializado de los principales productos petrolíferos, entre los que sobresalen diesel, gasolina Premium y coque.

Las ventas de exportación presentaron una disminución de 6.5 miles de millones de pesos (3.7%), el cual se debió a menor volumen exportado, así como a un menor precio promedio de la mezcla de crudo mexicano en los mercados internacionales que fue 99.9 dólares promedio por barril de abril a junio de 2012 y en el mismo periodo de 2011 de 106.7 dólares.

El incremento en el costo de ventas fue 14.3 miles de millones de pesos con un aumento equivalente a 9.0 %, respecto de abril a junio de 2011, debido principalmente a la mayor importación de productos, con el incremento en volumen, en petrolíferos (combustóleo), y disminuyó en gasolina regular y diesel, en el monto de las importaciones aumento en petrolíferos y petroquímicos y disminuyó en gas natural, con el incremento en volumen y precio promedio básicamente en gasolina Premium, combustóleo y gasolina regular; así como por la fluctuación desfavorable de los inventarios de productos y el aumentó en el rubro de gastos de operación.

El rubro otros ingresos (gastos) presentó un incremento de 18.7 miles de millones de pesos, el cual se debió en particular a mayores ingresos derivados de la tasa negativa del Impuesto Especial Sobre Producción y Servicios (IEPS) por 12 mil millones de pesos, la diferencia de 6.7 miles de millones de pesos se conforma de diversos conceptos.

El incremento en la pérdida del resultado integral de financiamiento de 44.1 miles de millones de pesos, se debió en su mayoría a la disminución de los intereses a favor de Petróleos Mexicanos y al incremento de la pérdida en cambios.

La disminución en los impuestos, derechos y aprovechamientos fue 2.1 miles de millones de pesos debido principalmente a la disminución en los precios promedio del crudo de exportación, así como a la menor comercialización; en el periodo de abril a junio de 2012, la carga fiscal representó 57.2% de las ventas totales, en tanto que en el mismo periodo de 2011, representó 59.4%.

---

**EXPLICACIÓN A LAS VARIACIONES****(1 DE ENERO AL 30 DE JUNIO DE 2012/1 DE ENERO AL 30 DE JUNIO DE 2011)**

El valor de las ventas en el mercado nacional observó un aumento de 41.1 miles de millones de pesos originado principalmente por el incremento en el precio unitario de venta de turbosina, diesel, gasolinas y combustóleo, así como por el mayor volumen comercializado de gasolina Pemex Premium, diesel y turbosina, no obstante el menor volumen vendido de combustóleo.

En las ventas de exportación se obtuvieron mayores ingresos por el aumento del precio promedio de exportación de la canasta de crudos mexicanos, que fue 105.87 dólares promedio por barril del 1 de enero al 30 de junio 2012 y en el mismo periodo de 2011 de 99.6 dólares promedio, efectos que se compensaron parcialmente por la disminución del volumen comercializado de crudo en el mismo periodo de 2012.

El incremento en el costo de ventas de 31.4 miles de millones de pesos, respecto al mismo periodo del año previo, se debe principalmente a una mayor importación de productos, básicamente en gasolina Premium, combustóleo y gasolina regular, con el incremento en volumen y precio promedio de la fluctuación de los inventarios, al aumento en el rubro de gastos de operación, principalmente en los rubros de conservación y mantenimiento; así como por la disminución en el costo neto del periodo de beneficios a los empleados por 7.8 miles de millones de pesos, derivado de la actualización del cálculo actuarial y por el incremento natural en la edad, antigüedad, salarios, prestaciones y cambios en las hipótesis actuariales de un periodo a otro. En el rubro de gastos generales se registró un aumento de 33.4% reflejado principalmente en el incremento por 12.3 miles de millones de pesos en los gastos de administración, lo cual es debido principalmente al incremento de 11.8 miles de millones de pesos en el costo neto del periodo de beneficio a los empleados; los gastos de distribución presentan un incremento de un mil millones de pesos debido al incremento en los gastos de operación.

En otros ingresos (gastos) neto, se obtuvo un incremento de 40.6 miles de millones de pesos debido principalmente a mayores ingresos, derivados de la tasa negativa del Impuesto Especial de Producción y Servicios por 38.7 miles de millones de pesos, compensados parcialmente con el incremento en la provisión para juicios en proceso por 1.3 miles de millones de pesos en Pemex-Refinación.

La disminución en el resultado integral de financiamiento por 20.1 miles de millones de pesos, se debe principalmente al:

**COSTO FINANCIERO, NETO.** El aumento del costo financiero neto por 25.7 miles de millones de pesos, se debe principalmente al incremento de los intereses a cargo por 12.2 miles de millones de pesos, compensándose con la disminución de los intereses a favor de Petróleos Mexicanos por 13.5 miles de millones de pesos.



**VARIACIÓN CAMBIARIA.** Este rubro presenta en el periodo del 1 de enero al 30 de junio 2012 una utilidad cambiaria de 15.0 mil millones de pesos que comparada con la utilidad en el mismo periodo de 2011, de 9.3 miles de millones de pesos, resulta en un incremento de 5.7 miles de millones de pesos, como consecuencia de la depreciación del peso frente al dólar americano y el euro en el periodo de 2012, con respecto al mismo periodo de 2011. El tipo de cambio del peso con respecto al dólar americano en el periodo del 1 de enero al 30 de junio de 2012 presentó un efecto favorable de 1.4344 pesos que representa el 12.0% al pasar de 11.9047 en el primer semestre de 2011 a 13.3391 en el mismo periodo de 2012. El tipo de cambio del peso con respecto al euro en el periodo del 1 de enero al 30 de junio de 2012 presentó un efecto desfavorable de 0.0224 pesos al pasar de 16.9876 en el primer semestre de 2011 a 16.9652 en el mismo periodo de 2012.

Por lo que respecta a los impuestos, derechos y aprovechamientos, el incremento del 1 de enero al 30 de junio de 47.1 miles de millones de pesos se debe principalmente al incremento en el Derecho Ordinario sobre Hidrocarburos (DOSH), que pasó de un monto de 348.5 miles de millones de pesos en el 2011 a 387.7 miles de millones de pesos en el mismo periodo de 2012, así como la disminución de los derechos extraordinarios sobre la exportación de petróleo crudo por 5 mil millones de pesos e incremento en el derecho sobre hidrocarburos para el fondo de estabilización por 13.8 miles de millones de pesos. En el periodo del 1 de enero al 30 de junio de 2012, la carga fiscal representa el 60.3% de los ingresos totales, en tanto que en el mismo periodo de 2011, representó 59.0 %.

---

**PETRÓLEOS MEXICANOS Y SUS ORGANISMOS SUBSIDIARIOS**  
**ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADO**  
**CIFRAS PRELIMINARES BAJO NORMAS GUBERNAMENTALES**  
(millones de pesos)

CONCEPTO	30 DE JUNIO DE 2012	31 DE DICIEMBRE DE 2011	VARIACIÓN	
			IMPORTE	%
<b>ACTIVO CIRCULANTE</b>	<b>282,917.8</b>	<b>282,461.5</b>	<b>456.3</b>	<b>0.2</b>
Efec. y valores de realización inmediata	110,251.5	97,021.5	13,230.0	13.6
Ctas. y doc. por cobrar a clientes y otros	142,931.4	152,314.5	-9,383.1	-6.2
Inventarios	21,883.2	20,448.8	1,434.4	7.0
Instrumentos financieros	7,851.6	12,676.7	-4,825.1	-38.1
<b>INVERSIONES EN ACCIONES</b>	<b>48,331.3</b>	<b>56,413.1</b>	<b>-8,081.8</b>	<b>-14.3</b>
<b>POZOS, PLANTAS, EQUIPO E INMUEBLES</b>	<b>1,173,851.4</b>	<b>1,151,635.4</b>	<b>22,216.1</b>	<b>1.9</b>
<b>OTROS ACTIVOS</b>	<b>7,344.0</b>	<b>6,944.9</b>	<b>399.1</b>	<b>5.7</b>
<b>SUMA EL ACTIVO</b>	<b>1,512,444.5</b>	<b>1,497,454.9</b>	<b>14,989.7</b>	<b>1.0</b>
<b>PASIVO CORTO PLAZO</b>	<b>210,673.9</b>	<b>228,442.4</b>	<b>-17,768.5</b>	<b>-7.8</b>
Deuda de corto plazo	90,409.7	94,638.4	-4,228.7	-4.5
Proveedores	54,772.5	54,944.2	-171.7	-0.3
Ctas. y doc. por pagar y otros-neto-	11,161.5	6,886.4	4,275.1	62.1
Imp., der. y aprovechamientos por pagar	41,099.5	64,941.1	-23,841.6	-36.7
Instrumentos financieros	13,230.7	7,032.3	6,198.4	88.1
<b>LARGO PLAZO</b>	<b>1,101,777.0</b>	<b>1,075,903.3</b>	<b>25,873.7</b>	<b>2.4</b>
Deuda a largo plazo	648,800.8	656,787.6	-7,986.8	-1.2
Reserva para obligaciones laborales	379,776.8	354,989.9	24,786.9	7.0
Reserva para créditos diversos	68,032.8	58,741.3	9,291.5	15.8
Impuestos y créditos diferidos	5,166.6	5,384.5	-217.9	-4.0
<b>SUMA EL PASIVO</b>	<b>1,312,450.9</b>	<b>1,304,345.8</b>	<b>8,105.2</b>	<b>0.6</b>
<b>PATRIMONIO</b>	<b>199,993.7</b>	<b>193,109.1</b>	<b>6,884.6</b>	<b>3.6</b>
Certificados de aportación "A"	96,958.0	96,958.0	0.0	0.0
Aportaciones al patrimonio	180,382.4	180,382.4	0.0	0.0
Part. en el capital de otras subsidiarias	18,839.8	33,206.9	-14,367.1	-43.3
Superávit por donación	3,789.2	3,662.7	126.5	3.5
Resultados acumulados				
De ejercicios anteriores	-121,100.9	-66,632.4	-54,468.5	-81.7
Del ejercicio	21,125.2	-54,468.5	75,593.6	138.8
<b>TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO</b>	<b>1,512,444.5</b>	<b>1,497,454.9</b>	<b>14,989.7</b>	<b>1.0</b>

La suma de los parciales puede no coincidir por redondeo.

**EXPLICACIÓN A LAS VARIACIONES****(1 DE ENERO AL 30 DE JUNIO DE 2012/1 DE ENERO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2011)**

Al 30 de junio de 2012, el activo total por 1,512.4 miles de millones de pesos, disminuyó 1.0% con respecto al 31 de diciembre de 2011 el que se ubicó en 1,497.4 miles de millones de pesos.

El activo circulante disminuyó 0.5 miles de millones de pesos (0.2%), debido a:

Las cuentas y documentos por cobrar a clientes y otros presentó una disminución de 9.4 miles de millones de pesos (6.2%), sobresaliendo los clientes extranjeros por 17.9 miles de millones de pesos, compensado con el incremento de 11.7 miles de millones de pesos en clientes nacionales, con la estimación de cuentas malas y dudosas de 0.1 miles de millones de pesos por los mismos periodos comparativos; en el IEPS negativo por cobrar por 18.5 miles de millones de pesos. En el caso del saldo de la CFE el monto adeudado pasó de 19.4 miles de millones de pesos en 2011 a 31.3 miles de millones de pesos para 2012, los derechos por deducir contra el DOSH aumentaron en 0.1 miles de millones de pesos, así como el IEPS negativo por cobrar se incrementó en 1.2 miles de millones de pesos.

El aumento en efectivo y equivalentes de efectivo por 13.2 miles de millones de pesos, (13.6%) se debe principalmente a una mayor recuperación de cartera y mayores ventas.

Los pozos, plantas, equipo e inmuebles aumentaron en 0.2 miles de millones de pesos (0.1%) en comparación con el 30 de junio de 2012, debido principalmente a las nuevas inversiones, compensándose con el incremento de las depreciaciones y amortizaciones del periodo.

El pasivo total comparado con el cierre al 31 de diciembre de 2011 y al 30 de junio del 2012, aumento 8.1 miles de millones de pesos.

El pasivo de corto plazo disminuyó 17.8 miles de millones de pesos (7.8%), debido principalmente a:

Las cuentas y documentos por pagar y otros aumentaron en 4.3 miles de millones de pesos (62.1%), correspondiendo el 41.8% para Pemex-Exploración y Producción, 14.9% para Corporativo y Pemex-Refinación 35.3%, Pemex Petroquímica 6.5% y Pemex-Gas y Petroquímica Básica 1.5%.

Los impuestos derechos y aprovechamientos por pagar disminuyeron en 23.8 miles de millones de pesos (36.7%), debido principalmente a que los derechos sobre hidrocarburos se redujeron 21 mil millones de pesos, derivado de la baja del precio del petróleo y del volumen comercializado.

La deuda total documentada disminuyó 12.2 miles de millones de pesos, debido principalmente a la variación favorable en tipos de cambio no obstante los nuevos financiamientos.

### 5.3 INDICADORES FINANCIEROS SELECCIONADOS

Los principales indicadores financieros derivados de los resultados obtenidos por Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios se presentan a continuación:

INDICADOR	ABRIL - JUNIO			ENERO - JUNIO		
	2012	2011	VARIACIÓN	2012	2011	VARIACIÓN
<b>RENDIMIENTO</b>						
Rendimiento neto sobre ventas (%)	-3.9	3.7	-7.6	2.7	3.5	-0.8
Rendimiento de operación sobre ventas (%)	47.3	51.5	-4.2	49.8	51.7	-1.9
Costo de lo vendido sobre ventas totales (%)	45.5	42.9	2.6	43.3	42.7	0.6
Rendimiento antes de impuestos, derechos y aprovechamientos sobre ventas (%)	53.2	63.1	-9.9	63.1	62.5	0.6
Rendimiento neto sobre patrimonio (%)	-7.5	7.0	-14.5	10.6	12.8	-2.2
Impuestos, derechos y aprovechamientos sobre ventas (%)	57.2	59.4	-2.2	60.3	59.0	1.3
<b>LIQUIDEZ</b>						
Capital de trabajo (millones de pesos)	N.A.	N.A.	N.A.	72,243.9	54,019.1	18,224.8
Activo circulante a pasivo corto plazo (veces)	N.A.	N.A.	N.A.	1.3	1.2	0.1
Activo circulante menos inventarios a pasivo corto plazo (veces)	N.A.	N.A.	N.A.	1.2	1.1	0.1
Activo circulante a pasivo total (veces)	N.A.	N.A.	N.A.	0.2	0.2	0.0
Efectivo y valores de inmediata realización sobre pasivo circulante (%)	N.A.	N.A.	N.A.	52.3	42.5	9.8
<b>APALANCAMIENTO</b>						
Pasivo total sobre activo total (%)	N.A.	N.A.	N.A.	86.8	87.1	-0.3
Pasivo total a patrimonio (veces)	N.A.	N.A.	N.A.	6.6	6.8	-0.2
Pasivo largo plazo sobre activo fijo neto (%)	N.A.	N.A.	N.A.	93.9	93.4	0.5
Ventas sobre patrimonio (veces)	1.9	1.9	0.0	3.8	3.7	0.1

N.A. No aplica.

#### **5.4 POLÍTICA DE FINANCIAMIENTO Y ESTADO DE LA DEUDA DOCUMENTADA**

##### **ESTRATEGIA DE FINANCIAMIENTO Y ESTADO DE LA DEUDA DOCUMENTADA**

La política de financiamiento de Petróleos Mexicanos busca atender de manera óptima las necesidades de recursos financieros en el corto y largo plazo. Las estrategias que desarrolla se apegan a las disposiciones que en la materia dicta la SHCP en el marco de la Ley General de Deuda Pública, de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria y de la Ley de Petróleos Mexicanos.

- La Ley General de Deuda Pública señala, entre otras, la facultad que tiene el Ejecutivo Federal, por conducto de la SHCP, de autorizar la contratación de financiamientos externos y vigilar la capacidad de pago de las entidades; así como la facultad del Congreso de la Unión de autorizar los montos de endeudamiento interno y externo necesario para el financiamiento.
- Conforme a la Ley de Petróleos Mexicanos corresponde al Consejo de Administración aprobar los términos y condiciones para la contratación de obligaciones constitutivas de deuda pública de Petróleos Mexicanos, de acuerdo con el programa de financiamiento aprobado por la SHCP y de los lineamientos que esta dependencia apruebe, y con sujeción al techo global anual de financiamiento que apruebe el Congreso de la Unión.
  - Petróleos Mexicanos es responsable de que las obligaciones que contrate no excedan su capacidad de pago, que los recursos obtenidos se destinen conforme a las disposiciones legales aplicables, se hagan los pagos oportunamente, de supervisar su programa financiero y de registrar ante la SHCP las operaciones de crédito.

El programa de financiamientos de Petróleos Mexicanos asegura que se cuente con los recursos complementarios necesarios para llevar a cabo el programa de inversión de Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios, de acuerdo con las estrategias y líneas de acción establecidas en el Plan de Negocios, así como llevar a cabo operaciones de refinanciamiento y/o manejo de pasivos encaminadas a optimizar la estructura de los créditos contratados en periodos anteriores.

- Con este fin, el Consejo de Administración autorizó los términos y condiciones para la contratación de obligaciones constitutivas de deuda pública de Petróleos Mexicanos para el ejercicio fiscal 2012, sujeto al cumplimiento de la normatividad aplicable. Se estima contratar hasta por un máximo de 128,852.3 millones de pesos (equivalentes a 10,088.6 millones de dólares); lo cual, tomando en consideración amortizaciones que se estima realizar, implica un endeudamiento neto máximo de 52,588.1 millones de pesos (equivalentes a 4,109.3 millones de dólares), de acuerdo con el endeudamiento aprobado por el Congreso de la Unión.

Al 30 de junio de 2012, la deuda total documentada, incluyendo intereses devengados ascendió a 739,210.5 millones de pesos, contra 751,426 millones de pesos al cierre del año previo. La deuda con vencimientos menores a 12 meses fue 90,409.7 millones de pesos y la de largo plazo 648,800.8 millones de pesos.

Durante el primer semestre de 2012 Petróleos Mexicanos realizó las siguientes actividades de financiamiento:

- El 24 de enero se llevó a cabo la emisión de un bono en los mercados internacionales por un monto total de 2,100 millones de dólares a tasa fija anual de 4.875% con vencimiento en 2022, bajo el Programa de Notas a Mediano Plazo “MTN” Serie C.
- El 10 de abril, se realizó la emisión de un bono por 300 millones de francos suizos, equivalente a 327.2 millones de dólares; esta emisión fue contratada a una tasa fija anual de 2.5% con vencimiento en 2019 bajo el Programa de Notas a Mediano Plazo “MTN” Serie C.
- El 26 de abril, Petróleos Mexicanos llevó a cabo la emisión de un bono en los mercados internacionales por un monto de 150 millones de dólares australianos, equivalente a 145.8 millones de dólares americanos con vencimiento en 2017 a una tasa de 6.125%. Dicha operación se realizó bajo el Programa de Notas a Mediano Plazo “MTN” Serie C.
- El 26 de junio, Petróleos Mexicanos emitió un bono en los mercados internacionales por un monto total de 1,750 millones de dólares. Se trata de un nuevo bono con vencimiento en junio de 2044 que pagará un cupón de 5.50% bajo el Programa de Notas a Mediano Plazo “MTN” Serie C.
- Al 30 de junio de 2012 se han realizado disposiciones por 19.8 millones de dólares por concepto de contratos de arrendamiento financiero de Pemex-Refinación y 312.7 millones de dólares por disposiciones de los contratos de obra pública financiada (COPFs) de Pemex-Exploración y Producción para la explotación de yacimientos de gas natural en la cuenca de Burgos.

En el periodo enero-junio de 2012, Petróleos Mexicanos realizó las siguientes amortizaciones:

- Deuda interna, 3,066.7 millones de pesos de créditos bancarios, certificados bursátiles 12,500 millones de pesos y 20.3 millones de dólares (280.1 millones de pesos) de créditos garantizados (ECA's).
- Deuda externa, 19.8 millones de dólares (262.9 millones de pesos) de arrendamiento financiero, 1,380 millones de dólares (19,003.5 millones de pesos) de créditos bancarios, 842.4 millones de dólares (11,396.2 millones de pesos) de créditos garantizados y 363.2 millones de dólares (4,797.6 millones de pesos) de otros créditos (FPSO –Unidad Flotante de Producción y Almacenamiento, por sus siglas en inglés- y COPF).

### 5.5 ESTADO DEL RÉGIMEN DE PENSIONES

La empresa cuenta con planes de beneficios definidos para el retiro de sus trabajadores. Los beneficios bajo dichos planes se basan principalmente en los años de servicio cumplidos por el trabajador y su remuneración a la fecha de retiro. Asimismo, tiene planes de beneficios definidos que deben pagarse al término de la relación laboral por causas distintas de reestructuración, cuando ésta ocurra antes de que los trabajadores lleguen a su edad de jubilación. En ambos casos, las obligaciones y costos correspondientes se reconocen con base en estudios actuariales elaborados por expertos independientes.

Para el fondeo de los planes de beneficios a los empleados, Petróleos Mexicanos cuenta con dos fideicomisos denominados Fondo Laboral Pemex (FOLAPE) y Fideicomiso de Cobertura Laboral y de Vivienda (FICOLAVI), y tienen un Comité Técnico integrado por personal de Petróleos Mexicanos y de la fiduciaria. Sus ingresos provienen de los recursos presupuestales (gasto programable) del renglón de jubilaciones o cualquier otro que sustituya este concepto o que se encuentre vinculado a éste y los intereses, dividendos y ganancias de capital que se obtengan con las inversiones de los fideicomisos.

El principal objetivo de las disposiciones de la NIF D-3 "Beneficios a los Empleados" es reconocer aceleradamente el pasivo generado por el otorgamiento de beneficios a los empleados. Asimismo, la empresa incorpora el efecto de sus obligaciones laborales en los estados financieros preparados bajo Normas Gubernamentales, conforme a los lineamientos establecidos en la NEIFGSP 008 "Reconocimiento de las Obligaciones al Retiro de los Trabajadores de las Entidades del Sector Paraestatal". Esta última no coincide con la NIF D-3, pues en tanto que ésta es de aplicación obligatoria, sin importar el efecto que provoque el costo neto del periodo en los resultados; en la NEIFGSP 008 el costo neto del periodo se reconoce en resultados siempre y cuando no implique la determinación de un resultado del ejercicio de naturaleza desfavorable (pérdida).

Los costos netos del periodo por concepto de beneficios a los empleados en los periodos del 1 de enero al 30 de junio de 2012 y 2011, ascendieron a 65.4 miles de millones de pesos y 57.6 miles de millones de pesos, respectivamente. Derivado de la aplicación de la NEIFGSP 008, Petróleos Mexicanos dejó de reconocer como costo neto del periodo por beneficios a los empleados, un total de 27.3 miles de millones de pesos y 23.5 miles de millones de pesos, al 30 de junio de 2012 y 2011, respectivamente. Por lo tanto, el saldo de la reserva para beneficios a los empleados al 30 de junio de 2012 fue 379.8 miles de millones de pesos, sólo se reconocieron en el estado de resultados 38.1 miles de millones de pesos en el primer semestre de 2012 y 34.1 miles de millones de pesos en mismo periodo de 2011. Cabe aclarar que los datos reportados por beneficios a los empleados y su reconocimiento en los resultados, fueron actualizados mediante un nuevo cálculo actuarial.

### 5.6 EJERCICIO DE LOS RECURSOS (FLUJO DE EFECTIVO)

En noviembre de 2011, el H. Congreso de la Unión aprobó el Presupuesto de Egresos de la Federación para el ejercicio fiscal 2012 (PEF 2012), a través del cual asignó a Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios 442,485.4 millones de pesos de gasto programable, importe 5.8% superior al autorizado en 2011 y equivalente a 15.4% del gasto programable neto de la Federación en 2012. Del monto aprobado para la industria petrolera estatal, 68.1% corresponde a gasto de inversión y 31.9% a gasto corriente. El gasto de inversión aumentó 5.2% respecto a lo aprobado el año previo, en particular en los rubros de rehabilitación, modificación y acondicionamiento por contrato; y construcción de obras. El gasto corriente autorizado creció 7%, con incrementos en los diversos rubros que lo integran y una disminución en las otras erogaciones.

- En junio de 2012 se obtuvo la autorización del Presupuesto Adecuado 1, por parte de la SHCP, con el objeto de atender compromisos prioritarios de Petróleos Mexicanos y apoyar el desarrollo de su programa operativo. En esta adecuación se incrementó 42,268.4 millones de pesos la meta de superávit primario y 35,110.4 millones la de superávit financiero, resultantes de reconocer el ejercicio del periodo enero-marzo y la proyección de cierre del ejercicio, como parte de la evolución en su ámbito comercial, financiero y operativo, de lo cual se deriva un incremento en sus ingresos netos de 51,268.4 millones de pesos. Con esta base, se logró aumentar 9,000 millones de pesos adicionales el techo autorizado de gasto corriente respecto al presupuesto original, con el fin de dar suficiencia al gasto de operación. La composición de estos recursos estuvo conformada por un aumento de 8,841.6 millones de pesos en el gasto de operación, junto con 171.8 millones más en las otras erogaciones y una reducción de 13.4 millones de pesos en las pensiones y jubilaciones. Se otorgaron 4,587.3 millones de pesos de disponibilidad adicional en los bienes muebles e inmuebles, importe que se dedujo al original autorizado en la obra pública, con lo que no se registró variación en el gasto de inversión física. De manera complementaria se obtuvieron incrementos de 7,158 millones de pesos en el gasto financiero neto y de 4,706.3 millones de pesos en el endeudamiento neto.

Durante el segundo trimestre de 2012, el presupuesto autorizado a Petróleos Mexicanos fue 110,735.2 millones de pesos. La entidad ejerció 95,724.7 millones de pesos, importe 13.6% inferior al autorizado, 4.9% superior en términos reales al del segundo trimestre del año precedente. En este periodo, la entidad observó un superávit primario de 19,343.5 millones de pesos, en contraste con un déficit de 7,323.6 millones de pesos estimado en el presupuesto para el periodo. Asimismo, este superávit fue 19,228.3 millones de pesos superior al observado en el mismo trimestre de 2011. El crecimiento del superávit respecto al mismo periodo del año anterior se dio por ingresos más altos en todos los rubros, pese a los superiores egresos, sobre todo en el gasto de inversión, mercancía para reventa y los impuestos pagados.



**PETRÓLEOS MEXICANOS**  
**PRESUPUESTO AUTORIZADO 2012**  
(millones de pesos)

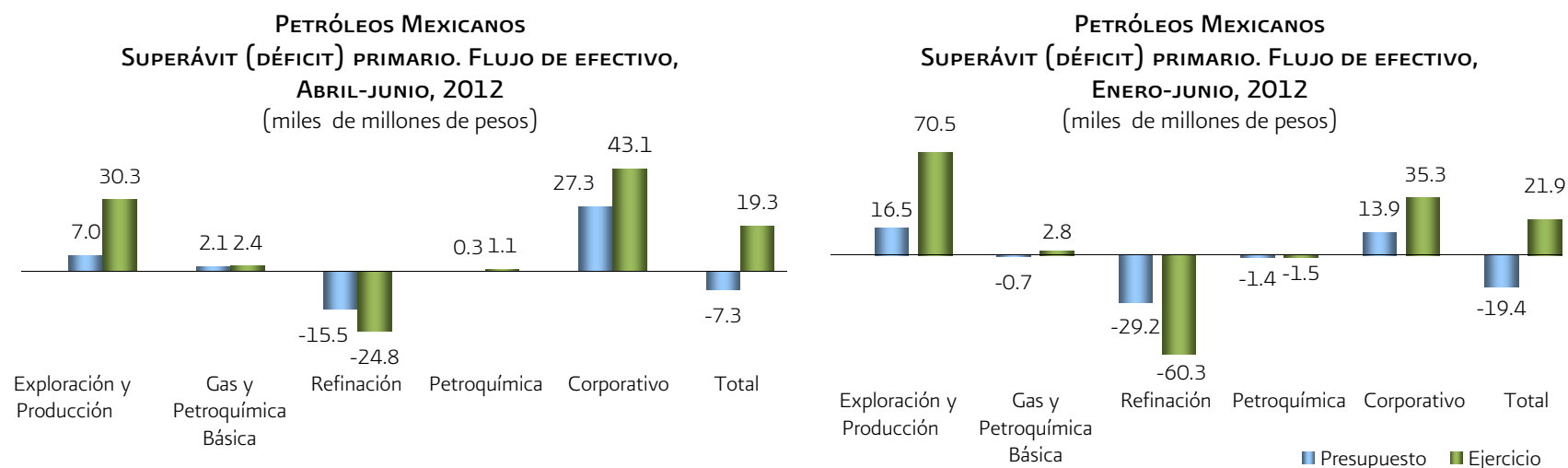
CONCEPTO	ORIGINAL	ADECUADO	VARIACIÓN (%)
<b>INGRESOS PROPIOS</b>	<b>428,877.3</b>	<b>480,145.7</b>	<b>12.0</b>
<b>INGRESOS</b>	<b>1,577,202.5</b>	<b>1,881,957.1</b>	<b>19.3</b>
Ventas interiores	1,007,758.2	974,335.7	-3.3
Ventas exteriores	513,908.2	690,568.7	34.4
Otros ingresos	55,536.0	217,052.8	290.8
Tasa negativa IEPS	50,565.3	212,221.0	319.7
Servicios prestados y otros diversos	4,970.7	4,831.8	-2.8
<b>EGRESOS</b>	<b>1,590,810.5</b>	<b>1,853,296.8</b>	<b>16.5</b>
Gasto programable	442,485.4	451,485.4	2.0
Corriente	141,230.4	150,230.4	6.4
Inversión	301,255.0	301,255.0	0.0
Mercancía para reventa	250,907.1	350,517.8	39.7
Operaciones ajenas netas	0.0	0.0	n.r.
Impuestos indirectos	121,098.9	125,804.7	3.9
Impuestos directos	776,319.1	925,488.9	19.2
<b>SUPERÁVIT PRIMARIO</b>	<b>-13,608.1</b>	<b>28,660.3</b>	<b>310.6</b>
Intereses	34,839.6	41,997.6	20.5
<b>SUPERÁVIT OPERACIÓN</b>	<b>-48,447.7</b>	<b>-13,337.3</b>	<b>72.5</b>
<b>ENDEUDAMIENTO NETO</b>	<b>52,588.1</b>	<b>57,294.4</b>	<b>8.9</b>
Disposiciones	128,852.3	130,326.4	1.1
Amortizaciones	76,264.2	73,032.1	-4.2
<b>INCREMENTO(USO)CAJA</b>	<b>4,140.4</b>	<b>43,957.1</b>	<b>961.7</b>

Las sumas pueden no coincidir debido a redondeo.

N.R. No representativo.

Fuente: Base de Datos Institucional.

- Por organismo subsidiario, los balances primarios de Pemex-Exploración y Producción, así como de Pemex-Gas y Petroquímica Básica, Pemex-Petroquímica y el Corporativo de Petróleos Mexicanos en el segundo trimestre resultaron positivos, mientras que en Pemex-Refinación fueron negativos. En el ejercicio acumulado enero-junio de 2012, el comportamiento es similar, salvo por Pemex-Petroquímica que registró un balance primario negativo. Es importante señalar que tanto el flujo de efectivo consolidado de Petróleos Mexicanos, como los de Pemex-Exploración y Producción, Pemex-Gas y Petroquímica Básica y el Corporativo alcanzaron balances primarios superiores a los presupuestados, tanto en el trimestre abril-junio como en la primera mitad de 2012.



Fuente: Base de Datos Institucional.

El cuadro siguiente muestra los resultados del ejercicio en flujo de efectivo para el segundo trimestre y el periodo enero-junio de 2012, comparados con los mismos intervalos de tiempo del año previo, así como con el presupuesto original y el adecuado de Petróleos Mexicanos. La justificación a las variaciones respecto al segundo trimestre del año previo, se efectúa en términos reales.

**EJERCICIO PRESUPUESTAL. FLUJO DE EFECTIVO CONSOLIDADO**  
(millones de pesos)

CONCEPTO	TRIMESTRE II								ENERO-JUNIO							
	2011	2012			VARIACIÓN (%)			12/11 REAL <sup>1/</sup>	2011	2012			VARIACIÓN (%)			
		PRESUPUESTO ORIGINAL	ADECUADO	EJERCICIO	EJERCICIO/PRESUPUESTO ORIGINAL	EJERCICIO/ADECUADO				PRESUPUESTO ORIGINAL	ADECUADO	EJERCICIO	EJERCICIO/PRESUPUESTO ORIGINAL	EJERCICIO/ADECUADO	12/11 REAL <sup>1/</sup>	
<b>INGRESOS PROPIOS</b>	<b>87,623.4</b>	<b>103,411.6</b>	<b>118,189.2</b>	<b>114,000.2</b>	<b>10.2</b>	<b>-3.5</b>	<b>25.3</b>	<b>161,668.0</b>	<b>203,460.4</b>	<b>218,755.6</b>	<b>214,446.1</b>	<b>5.4</b>	<b>-2.0</b>	<b>27.7</b>		
<b>INGRESOS</b>	<b>438,859.0</b>	<b>387,885.8</b>	<b>489,461.9</b>	<b>496,510.8</b>	<b>28.0</b>	<b>1.4</b>	<b>8.9</b>	<b>802,903.3</b>	<b>767,617.7</b>	<b>956,475.9</b>	<b>963,450.1</b>	<b>25.5</b>	<b>0.7</b>	<b>15.5</b>		
Ventas interiores	222,075.7	247,738.5	236,128.3	240,259.6	-3.0	1.7	4.2	414,756.2	486,795.5	468,597.6	472,852.4	-2.9	0.9	9.8		
Ventas exteriores	169,499.2	126,068.5	185,269.3	184,446.2	46.3	-0.4	4.8	318,419.4	253,076.9	363,385.3	363,997.9	43.8	0.2	10.1		
Otros ingresos	47,284.0	14,078.8	68,064.3	71,805.0	410.0	5.5	46.2	69,727.6	27,745.3	124,493.0	126,599.7	356.3	1.7	74.8		
Tasa negativa IEPS	47,061.8	12,524.7	66,510.3	65,583.7	423.6	-1.4	34.2	70,268.9	24,786.9	121,673.4	120,706.2	387.0	-0.8	65.4		
Servicios prestados y otros	222.2	1,554.0	1,554.0	6,221.3	300.3	300.3	N.R.	-541.3	2,958.5	2,819.6	5,893.5	99.2	109.0	N.R.		
<b>EGRESOS</b>	<b>438,743.9</b>	<b>395,209.4</b>	<b>469,921.6</b>	<b>477,167.4</b>	<b>20.7</b>	<b>1.5</b>	<b>4.7</b>	<b>806,102.5</b>	<b>786,984.0</b>	<b>932,828.9</b>	<b>941,576.7</b>	<b>19.6</b>	<b>0.9</b>	<b>12.5</b>		
Gasto programable	87,833.3	110,735.2	98,648.9	95,724.7	-13.6	-3.0	4.9	164,137.7	222,826.7	196,609.0	194,707.4	-12.6	-1.0	14.2		
Corriente	35,701.1	34,742.3	27,398.6	26,978.5	-22.3	-1.5	-27.2	73,764.1	87,118.2	76,206.3	76,218.1	-12.5	0.0	-0.5		
Inversión	52,132.3	75,992.9	71,250.3	68,746.1	-9.5	-3.5	27.0	90,373.7	135,708.4	120,402.7	118,489.2	-12.7	-1.6	26.2		
Mercancía para reventa	99,266.4	61,506.2	100,457.7	106,137.2	72.6	5.7	2.9	178,176.6	121,331.1	190,424.0	196,103.5	61.6	3.0	6.0		
Operaciones ajenas netas	-325.0	0.0	0.0	-1,067.9	N.R.	N.R.	-216.3	729.5	0.0	-1,500.5	-2,134.7	N.R.	-42.3	-381.7		
Impuestos indirectos	28,640.6	29,830.7	32,204.5	33,372.1	11.9	3.6	12.2	53,617.1	58,931.7	59,745.0	60,834.0	3.2	1.8	9.2		
Impuestos directos	223,328.6	193,137.2	238,610.5	243,001.3	25.8	1.8	4.8	409,441.6	383,894.6	487,551.3	492,066.6	28.2	0.9	15.7		
<b>SUPERÁVIT PRIMARIO</b>	<b>115.1</b>	<b>-7,323.6</b>	<b>19,540.3</b>	<b>19,343.5</b>	<b>364.1</b>	<b>-1.0</b>	<b>N.R.</b>	<b>-3,199.2</b>	<b>-19,366.3</b>	<b>23,647.0</b>	<b>21,873.4</b>	<b>212.9</b>	<b>-7.5</b>	<b>758.2</b>		
Intereses	5,104.2	6,342.6	9,954.5	7,610.5	20.0	-23.5	43.5	8,842.4	16,357.5	22,115.5	19,775.0	20.9	-10.6	115.3		
<b>SUPERÁVIT OPERACIÓN</b>	<b>-4,989.1</b>	<b>-13,666.2</b>	<b>9,585.8</b>	<b>11,732.9</b>	<b>185.9</b>	<b>22.4</b>	<b>326.4</b>	<b>-12,041.7</b>	<b>-35,723.8</b>	<b>1,531.6</b>	<b>2,098.4</b>	<b>105.9</b>	<b>37.0</b>	<b>116.8</b>		
Endeudamiento neto	-24,163.0	7,221.5	31,397.7	1,760.0	-75.6	-94.4	107.0	-24,194.6	28,838.3	45,929.3	16,291.6	-43.5	-64.5	164.8		
Disposiciones	16,214.2	37,581.5	62,505.2	34,775.1	-7.5	-44.4	106.5	30,575.0	78,583.5	90,400.9	62,670.8	-20.2	-30.7	97.3		
Amortizaciones	40,377.1	30,360.1	31,107.5	33,015.1	8.7	6.1	-21.3	54,769.6	49,745.3	44,471.6	46,379.2	-6.8	4.3	-18.5		
<b>INCREMENTO(USO)CAJA</b>	<b>-29,152.1</b>	<b>-6,444.7</b>	<b>40,983.5</b>	<b>13,493.0</b>	<b>309.4</b>	<b>-67.1</b>	<b>144.6</b>	<b>-36,236.3</b>	<b>-6,885.5</b>	<b>47,460.8</b>	<b>18,390.0</b>	<b>367.1</b>	<b>-61.3</b>	<b>148.9</b>		

1/ El análisis del segundo trimestre de 2012 respecto al de 2011, considera un deflactor de 1.0387, y el del primer semestre de 2012 respecto al de 2011 de, 1.0387, conforme al Índice Nacional de Precios al Consumidor.

N.R. No representativo.

Fuente: Base de Datos Institucional.

**EJERCICIO PRESUPUESTAL. EXPLICACIÓN A LAS VARIACIONES. 1 DE ABRIL AL 30 DE JUNIO DE 2012**

En el segundo trimestre de 2012, Petróleos Mexicanos registró un superávit primario de 19,343.5 millones de pesos, el cual fue representativamente más alto que el obtenido, por 115.1 millones de pesos, en abril-junio de 2011. Este resultado se explica por ingresos recibidos mayores a los del mismo periodo del año precedente, en una proporción superior a los mayores egresos ejercidos.

Los ingresos totales registraron 496,510.8 millones de pesos, importe 8.9% por arriba de los obtenidos en el mismo periodo de 2011 (57,651.9 millones de pesos en términos nominales) y 28% (108,625.1 millones de pesos) de los esperados en el programa original. Los ingresos propios (después de descontar de los ingresos totales los impuestos y la mercancía para reventa) resultaron 25.3% mayores respecto al mismo registro en el segundo trimestre de 2011 y 10.2% mayores al programa.

- **VENTAS INTERNAS.** Los ingresos por ventas a clientes nacionales registraron 240,259.6 millones de pesos, monto 4.2% mayor al mismo periodo del año previo, por incrementos en los precios de la mayoría de los productos principales, con excepción del gas natural. Asimismo, se logró la comercialización de mayores volúmenes de gasolina Pemex Premium, diesel, gas licuado y algunos petroquímicos, así como de turbosina y combustóleo para la generación de energía eléctrica. Influyeron los cobros a la CFE que se han recibido con mayor oportunidad que el año pasado, aunque ya se registra una cartera vencida por este concepto. Respecto al presupuesto, se observó una disminución de 3%, por volúmenes comercializados menores a los programados, salvo en el caso de la gasolina Pemex Premium, y el combustóleo comercializado para la generación termoeléctrica, con niveles de precios por debajo de los considerados en el programa, excepto por productos como combustóleo destinado a la generación eléctrica, turbosina, gas licuado, asfaltos y lubricantes básicos. Estas variaciones en la comercialización se vieron compensadas por el mayor dinamismo de la cobranza a la CFE.
- **VENTAS EXTERIORES.** Los ingresos por este concepto aumentaron 4.8% (14,947 millones de pesos en términos nominales) respecto al segundo trimestre del año previo, derivado de que la cobranza de los crudos exportados fue mayor que los del mismo trimestre de 2011, aunque en los últimos meses ya se tenían precios menores a los del año previo. Contribuyeron a la variación mayores volúmenes de azufre exportado y los precios del combustóleo y el diluyente. Con relación al presupuesto original, la cobranza por ventas de exportación fue 46.3% más alta, sobre todo por los mayores volúmenes y precios de la mezcla mexicana respecto a lo considerado en el programa.
- **OTROS INGRESOS.** Se obtuvieron 71,805 millones de pesos netos, saldo que incluye una recuperación de 65,583.7 millones de pesos de IEPS negativo, la cual se situó 34.2% por arriba a la del mismo trimestre de 2011, y que fue superior al presupuesto en más de 400%. La

parte remanente del saldo por 6,221.3 millones de pesos está compuesta principalmente, por utilidades cambiarias mayores a las del segundo trimestre de 2011, al mismo tiempo que las pérdidas cambiarias fueron menores.

Los egresos totalizaron 477,167.4 millones de pesos, importe 4.7% mayor a lo ejercido en el segundo trimestre de 2011, y 20.7% por arriba de lo contemplado en el presupuesto.

El ejercicio del gasto programable ascendió a 95,724.7 millones de pesos, 4.9% más de lo ejercido en el mismo trimestre del año previo y 13.6% menos que lo autorizado.

El gasto corriente durante el segundo trimestre de 2012 registró 26,978.5 millones de pesos, importe 27.2% menor respecto al periodo similar del año previo, y 22.3% inferior al presupuesto.

- Las erogaciones en servicios personales aumentaron 5.5% (1,536.5 millones de pesos a valores corrientes) respecto a abril-junio de 2011, con incremento nominal en todos los conceptos de este rubro, salvo en el caso de la previsión social. Influyeron el incremento salarial del mes de agosto de 2011, junto con una calendarización distinta. Respecto al presupuesto resultó 2% menor (362.5 millones de pesos), por una calendarización diferente a la programada.
- El gasto de operación (materiales y suministros, y servicios generales) se situó 20.3% arriba de lo registrado en el segundo trimestre del año precedente, en particular por mayores ejercicios en las adquisiciones de materiales y suministros, así como de los servicios auxiliares pagados a terceros, constituidos por los pagos relativos al consumo de energía eléctrica y los procesos de tratamiento de aguas residuales y de aguas negras. Influyeron en la variación mayores pagos por conservación y mantenimiento y por servicios técnicos pagados a terceros. En contraste, el rubro de fletes tuvo un menor ejercicio.
- En pensiones y jubilaciones el ejercicio del segundo trimestre de 2012 estuvo constituido sólo por los pagos a jubilados no afectos al Fondo Laboral Pemex (FOLAPE), ya que no se realizaron aportaciones al fondo. Cabe señalar que esta reducción en el gasto es la que explica de manera más significativa la variación total del gasto corriente.
- El gasto de inversión registró 68,746.1 millones de pesos, importe 27% superior (16,613.9 millones de pesos) al erogado en el segundo trimestre de 2011, especialmente en obra pública, que se situó 17,150.8 millones de pesos por arriba del mismo trimestre del año previo. La variación principal se registró en Pemex-Exploración y Producción, la mayor parte de la cual correspondió a modificación y rehabilitación por contrato, servicios auxiliares y arrendamientos de inversión. El rubro de adquisición de bienes muebles e inmuebles

observó un ejercicio 19.8% menor al del mismo periodo de 2011, sobre todo en Pemex-Exploración y Producción, por una calendarización diferente en los pagos de los bienes con cargo a este rubro.

Los egresos por mercancía para reventa ascendieron a 106,137.2 millones de pesos, 2.9% más de lo ejercido en el mismo trimestre del año previo. Entre los componentes de la variación se identifican los aumentos en los precios de los productos importados, con el gas seco y el gas licuado como excepciones, así como los volúmenes superiores de combustóleo ligero, gasolina Premium, sobre todo de bajo azufre, MTBE, isobutano, gas licuado y gas natural. Respecto al presupuesto original, este rubro resultó 72.6% superior por diferencias aún más significativas en precios y volúmenes.

Las operaciones ajenas netas presentaron un saldo neto de 1,067.9 millones de pesos de ingreso, que en el caso de las operaciones por cuenta de terceros se dio como consecuencia de aumentos en retenciones a trabajadores por impuestos y otras varias, en proporción al entero de las mismas, lo que fue atenuado por mayores egresos por peajes pagados en la transportación de los productos en proporción a la recuperación de los mismos. Las operaciones recuperables presentaron un saldo neto de ingresos menor a un millón de pesos, lo que significó una recuperación neta de los conceptos pagados.

El egreso de 33,372.1 millones de pesos por impuestos indirectos fue mayor 12.2% al del periodo abril-junio del año previo, 4,731.5 millones de pesos en valores nominales, derivado principalmente de mayores enteros de Impuesto al Valor Agregado (IVA) a la SHCP, por las ventas más elevadas y pagos a terceros superiores, por el mayor ejercicio en el gasto programable. En comparación con el presupuesto el ejercicio fue mayor 3,541.4 millones de pesos (11.9%), en virtud de los mayores enteros de IVA a la SHCP derivados de la mayor cobranza, mientras que los conceptos restantes fueron inferiores en una menor proporción.

Los impuestos directos ascendieron a 243,001.3 millones de pesos, importe que en términos nominales experimentó un crecimiento de 19,672.7 millones de pesos respecto al segundo trimestre del año previo. En comparación con el presupuesto el ejercicio fue 49,864.1 millones de pesos mayor (25.8%), especialmente por pagos superiores del Derecho Ordinario sobre Hidrocarburos, el Derecho sobre Hidrocarburos para el Fondo de Estabilización y el Derecho Extraordinario por Exportación de Petróleo Crudo, resultantes de los mayores precios de los crudos de exportación.

El endeudamiento neto ascendió a 1,760 millones de pesos, importe significativamente superior al observado el segundo trimestre de 2011, cuando se tuvo un desendeudamiento por 24,163 millones de pesos, por disposiciones 106.5% mayores (variación equivalente a 18,560.9 millones de pesos a valores corrientes), debido a la mayor emisión de instrumentos relativos a operaciones de mercado (bonos) en moneda

extranjera, junto con ejercicios más altos en disposiciones relativas contratos de obra pública financiada (COPF) y por los arrendamientos financieros de buques en Pemex-Refinación. Simultáneamente, las amortizaciones fueron 21.3% inferiores (variación que corresponde a 7,362.1 millones de pesos nominales), por amortizaciones inferiores de créditos bancarios en moneda nacional y extranjera.

Como resultado de las variaciones anteriores y después de restar al balance primario los egresos financieros netos, se obtuvo un superávit financiero de 11,732.9 millones de pesos, balance mayor al del mismo periodo del año inmediato anterior, en el que se registró un déficit por 4,989.1 millones de pesos. Asimismo, el superávit financiero fue mayor al del presupuesto autorizado, en el que se esperaba un déficit de 13,666.2 millones de pesos en el trimestre abril-junio de 2012.

#### **EJERCICIO PRESUPUESTAL. EXPLICACIÓN A LAS VARIACIONES. 1 DE ENERO AL 30 DE JUNIO DE 2012**

Durante el periodo enero-junio de 2012, Petróleos Mexicanos presentó un superávit primario de 21,873.4 millones de pesos, en contraste con un déficit por 3,199.2 millones de pesos registrado en el mismo lapso del año precedente, como resultado de la obtención de ingresos totales 160,546.8 millones de pesos más altos que el año anterior (25.5% en términos reales), junto con egresos 135,474.2 mayores (19.6% en términos reales). En términos similares el superávit primario se situó por arriba de la meta del presupuesto autorizado, que es de 19,366.3 millones de pesos para el semestre enero-junio. El balance primario obtenido se situó sólo debajo de la meta del presupuesto adecuado que estimaba un superávit de 23,647 millones de pesos, lo que equivale a 7.5% por debajo de la meta establecida.

Los ingresos totales obtenidos fueron mayores en los comparativos, por las siguientes causas:

- **VENTAS INTERNAS.** Se obtuvieron 472,852.4 millones de pesos, importe 9.8% más elevado que en el mismo semestre de 2011 (58,096.2 millones de pesos en términos nominales), lo cual se explica en su mayor parte por el incremento de los precios de los productos, salvo en el caso del gas natural cuyos precios estuvieron por abajo a los del año anterior. Los volúmenes de venta de algunos productos contribuyeron a la variación, sobre todo en el caso de la gasolina Pemex Premium, diesel, gas licuado, turbosina y combustóleo para el sector eléctrico, junto con algunos de los productos que integran la clasificación de los otros petrolíferos. Respecto al presupuesto autorizado, las ventas fueron 2.9% menores, principalmente por la comercialización de volúmenes inferiores a los considerados en el programa, con excepción de la gasolina Pemex Premium, el combustóleo para la generación eléctrica y algunos petroquímicos, entre los que destacan el cloruro de vinilo, el amoniaco y el polietileno lineal de baja densidad. Los precios fueron también menores a los programados, con excepción del combustóleo, turbosina, asfaltos y lubricantes básicos.

- **VENTAS EXTERIORES.** Registraron 363,997.9 millones de pesos, que representan un aumento de 10.1% (45,578.5 millones de pesos) respecto al primer semestre del año anterior, derivado en lo particular de los mayores precios de exportación de la canasta de crudos mexicanos, lo cual se vio atenuado por menores volúmenes exportados. Contribuyeron a la variación las alzas en los precios del diluyente y combustóleo exportados, lo que estuvo contrarrestado con menores volúmenes de todos los productos. Con relación al presupuesto original, los ingresos obtenidos fueron 43.8% más elevados que lo considerado en el programa.
- **OTROS INGRESOS.-** Se captaron 126,599.7 millones de pesos por este concepto, importe superior 98,854.4 millones de pesos a lo considerado en el presupuesto y 56,872.1 millones de pesos, importe equivalente a un crecimiento de 74.8%, respecto al obtenido en el primer semestre de 2011, sobre todo por la mayor recuperación de IEPS tasa negativa. Los otros ingresos por servicios y otros diversos ascendieron a 5,893.5 millones de pesos con saldo neto de ingreso, en contraste con el saldo negativo por 541.3 millones realizado el año anterior. La causa principal de esta diferencia estriba en las operaciones cambiarias, que en el semestre que se informa predominaron las utilidades, mientras que en el mismo periodo de 2011 se tuvieron pérdidas.

Los egresos ascendieron a 941,576.7 millones de pesos, 12.5% superiores a lo ejercido el año previo y 19.6% respecto a lo presupuestado.

El gasto programable ejercido fue 194,707.4 millones de pesos, importe 14.2% mayor al ejercido en el mismo periodo de 2011, y 12.6% por abajo de lo autorizado en el presupuesto.

El ejercicio del gasto corriente fue 76,218.1 millones de pesos, importe 0.5% menor al observado en el primer semestre del año previo y 12.5% al presupuesto autorizado.

- Las erogaciones en servicios personales mostraron un aumento de 6.9% (3,522 millones de pesos), respecto al periodo enero-junio del año previo, principalmente en el rubro de otros servicios personales. La variación está asociada al incremento salarial otorgado en agosto de 2011, aunque intervinieron otros conceptos como la estabilización del sistema institucional de nómina en el Corporativo y en Pemex-Gas y Petroquímica Básica. Asimismo, influyeron pagos de tiempo extra por algunos trabajos relacionados con reparaciones de plantas de Pemex-Petroquímica, tales como la reformadora BTX, isomerización de pentanos y transformadora de aromáticos y en el tren tres de la planta de polietileno.
- El gasto de operación (materiales y suministros y servicios generales) aumentó 2,955.9 millones de pesos nominales (13.4%), respecto al ejercicio del primer semestre de 2011. Las mayores erogaciones caracterizaron los distintos conceptos que integran el rubro. En otros



gastos de operación se observó un mayor ejercicio en el Corporativo, Pemex-Refinación y Pemex-Petroquímica, con la variación más significativa en adquisición de materiales y suministros y en servicios auxiliares, tales como los pagos de energía eléctrica y tratamiento de aguas. En seguros y fianzas, el gasto más alto está identificado con el pago de la póliza integral que comprende diversos seguros, algunos relacionados con vehículos y fianzas varias. El crecimiento en el ejercicio de conservación y mantenimiento por terceros, fue superior por mayores pagos de contratos de mantenimiento puntual. Hubo un crecimiento en los pagos relativos a fletes, por transporte de productos y personal. Los servicios técnicos pagados a terceros presentaron un ejercicio mayor por egresos superiores relativos a servicios diversos realizados por el Instituto Mexicano del Petróleo.

- El rubro de pensiones y jubilaciones fue 19.3% menor (3,882.4 millones pesos en términos nominales), por menores aportaciones al FOLAPE, en función de las disponibilidades y necesidades del fondo.

El gasto de inversión alcanzó 118,489.2 millones de pesos, 26.2% mayor a lo ejercido en el mismo periodo del año anterior. De la inversión total ejercida, 113,806.4 millones de pesos correspondieron a obra pública, importe del cual 90.5% se ejerció en Pemex-Exploración y Producción, dada la naturaleza de su operación. El mayor ejercicio se registró principalmente en modificación y rehabilitación por contrato, servicios auxiliares y adquisición de materiales de inversión, en lo particular en los activos Cantarell, Aceite Terciario del Golfo y Ku-Maloob-Zaap. Las adquisiciones de bienes muebles e inmuebles registraron también un ejercicio más alto, lo que en Pemex-Exploración y Producción estuvo relacionado con la adquisición de equipos de cómputo completos, herramientas y equipos especiales para perforación y producción y electrónicos, entre otros. Son representativos en el mayor ejercicio de este rubro Pemex-Gas y Petroquímica Básica y Pemex-Refinación, en los que el nivel de adquisición de instalaciones asociadas a sus proyectos de inversión fue más alto que el del periodo enero-junio de 2011. Respecto al presupuesto original, se observó un gasto 12.7% inferior por la tendencia a realizar la mayor proporción de estas erogaciones los últimos meses del año.

Los pagos por importaciones de mercancía para reventa ascendieron a 196,103.5 millones de pesos, importe 6% mayor a lo reportado el año previo, y 61.6% por arriba del presupuesto autorizado. El incremento se debió sobre todo al aumento de los precios internacionales de los petrolíferos y petroquímicos importados, a lo que también contribuyeron mayores volúmenes importados de algunos productos, como gasolinas, metil terbutil éter, diesel, combustóleo y turbosina.

El saldo neto de ingreso de las operaciones ajenas de 2,134.7 millones de pesos estuvo compuesto por 1,079.4 millones de ingreso neto en las operaciones por cuenta de terceros y 1,055.3 millones en el mismo sentido en las operaciones recuperables. En el primer caso predominaron

los mayores cobros de servicios diversos, principalmente los relacionados con pagos de peaje por el transporte de productos. De manera similar las retenciones a trabajadores fueron más altas que los enteros de las mismas. En las operaciones recuperables la mayor componente del saldo se identifica con cobros de fletes por la turbosina entregada a Aeropuertos y Servicios Auxiliares.

El pago de impuestos indirectos registró 60,834 millones de pesos, lo que representó 9.2% de crecimiento respecto al primer semestre de 2011. La causa principal se identifica con mayores enteros de IVA a la SHCP y pagos de IVA a terceros. El ejercicio fue 3.2% superior respecto al presupuesto autorizado.

Los impuestos directos registraron 492,066.6 millones de pesos, importe 15.7% superior al erogado en el mismo periodo del año previo (82,625 millones de pesos más en valores nominales) variación cuya componente más significativa se explica por los mayores pagos del Derecho Ordinario sobre Hidrocarburos, en lo que influyeron los pagos más elevados de otros derechos, sobre todo el Derecho sobre Hidrocarburos para el fondo de Estabilización, el Derecho Extraordinario sobre Exportación de Petróleo Crudo y el Derecho para el Fondo de Investigación Científica y Tecnológica en Materia de Energía, que estuvieron atenuados por menores pagos del Derecho para la Fiscalización Petrolera. El ejercicio superó 28.2% al presupuesto autorizado.

El endeudamiento neto de 16,291.6 millones de pesos se ubicó 40,486.2 millones de pesos por arriba del mostrado en el mismo periodo del año precedente, a lo cual contribuyeron captaciones de deuda 97.3% superiores. Se registraron mayores emisiones de bonos, pagos de arrendamiento financiero de los buques operados por Pemex-Refinación y mayores captaciones relativas a los contratos de obra pública financiada de Pemex-Exploración y Producción. En contraparte, las amortizaciones se situaron 18.5% por ciento abajo del periodo equivalente de 2011, ya que el saldo de la venta de cuentas por cobrar futuras fue ingreso, en tanto que en el primer semestre del año previo registró un saldo de egreso que, en conjunto con otras amortizaciones, fueron 8,390.4 millones de pesos inferiores a las del mismo periodo del año previo.

Descontado del balance primario el pago de intereses, la entidad presentó un superávit financiero de 2,098.4 millones de pesos, en contraste con un déficit alcanzado en el mismo periodo del año anterior por 12,041.7 millones de pesos y por 35,723.8 millones de pesos en el presupuesto autorizado para el periodo que se informa.

### 5.7 SISTEMA DE CONTROL INTERNO FINANCIERO Y LEY SARBANES-OXLEY

Petróleos Mexicanos, sus organismos subsidiarios y las compañías subsidiarias que consolidan (PEMEX), en su carácter de emisor extranjero de valores registrados ante la *Securities and Exchange Commission* (SEC), tiene la obligación de cumplir con las disposiciones aplicables en la Ley SOX emitida en el 2002.

Así también, conforme a la sección 302 de dicha la Ley, el Director General de PEMEX y el Director Corporativo de Finanzas, están obligados a revelar al Comité de Auditoría y Evaluación del Desempeño (CAED) y a sus auditores externos, cualquier Deficiencia Significativa o Debilidad Material detectada en los controles internos.

Por otra parte, PEMEX debe cumplir con lo establecido en la sección 404 de la Ley SOX, responsabilizando a la Administración de establecer y mantener una estructura adecuada de controles internos para el reporte financiero y evaluar la efectividad de los mismos.

Con el propósito de observar lo mencionado en los párrafos anteriores, durante el segundo trimestre de 2012, la Dirección Corporativa de Finanzas (DCF), llevó a cabo la difusión, a los organismos subsidiarios, compañías subsidiarias y direcciones corporativas, de las Matrices de Control (MC), a fin de iniciar la Autoevaluación del Control Interno en el ejercicio social 2012; asimismo, se difundió el programa de entrega de los resultados parciales de la citada Autoevaluación.

Se presentó al CAED el Informe Anual del estado que guarda el Sistema de Control Interno Financiero Institucional (SCIFI) del ejercicio social 2011, de igual manera dicho informe se presentó a la Secretaría de la Función Pública, acompañado de las MC que sirvieron de base para llevar a cabo la Autoevaluación de Control Interno.

Con relación a los Programas de Remediación para las Deficiencias Detectadas en los ejercicios sociales de 2010 y 2011, y con el propósito de dar seguimiento a la solventación de deficiencias, se giraron diversas comunicaciones a organismos subsidiarios, compañías subsidiarias y direcciones corporativas.

Asimismo, se llevaron a cabo algunas acciones para la preparación del reporte semestral de avances del Programa de Trabajo de Control Interno (PTCI) 2012 al CAED.

## 6. SEGURIDAD INDUSTRIAL Y PROTECCIÓN AMBIENTAL

### 6.1 SEGURIDAD INDUSTRIAL

El Sistema para la Administración de Seguridad, Salud y Protección Ambiental (Sistema PEMEX-SSPA)<sup>12/</sup> de Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios tiene como objetivo la transformación de la cultura organizacional, a fin de lograr mejoras en los principales indicadores de accidentalidad, y reducir la gravedad de los accidentes, para que la industria petrolera mexicana se ubique en niveles comparables a los de cualquier empresa petrolera en el mundo y sea reconocida por realizar las mejores prácticas en la materia.

Durante el segundo trimestre de 2012, se continuó con la asesoría del PEMEX-SSPA en los centros críticos de Petróleos Mexicanos, instruida en el equipo de liderazgo directivo de SSPA, mediante:

1. Visitas de soporte y seguimiento a la implantación y ejecución del PEMEX SSPA.
2. Soporte a equipos de liderazgo SSPA.
3. Capacitación en temas críticos de SSPA.

Al segundo trimestre de 2012 el avance en la elaboración de los programas particulares de cada organismo subsidiario de “Políticas, bases y lineamientos para la elaboración de las propuestas de programas relacionados con la prevención de derrames, contingencias ambientales, remediación de sitios contaminados y de eficiencia energética y sustitución progresiva de hidrocarburos por energías alternativas”, fue el siguiente:

PROGRAMA	AVANCE
Prevención de derrames de hidrocarburos	100%
Contingencia ambiental	100%
Remediación de suelos y aguas afectados	100%
Eficiencia energética y sustitución progresiva de los hidrocarburos por energías alternativas	85%

El nivel de implantación del segundo trimestre de 2012 es igual al primer trimestre ya que los avances de las 12 MPI y de los subsistemas se ajustan semestralmente como resultado de las autoevaluaciones:

<sup>12/</sup> El sistema PEMEX-SSPA se integra por tres subsistemas: Administración de la Seguridad de los Procesos (ASP), Administración de Salud en el Trabajo (AST) y Administración Ambiental (AA). El sistema se basa en la aplicación de las doce mejores prácticas internacionales en seguridad, salud y protección ambiental, bajo un proceso de disciplina operativa.

### AVANCE EN EL NIVEL DE IMPLANTACIÓN DE PEMEX-SSPA

12 Mejores prácticas de SSPA (12 MPI)	Nivel 1: 100% / Nivel 2: 88% y Nivel 3: 43.5%	Nivel 3
Subsistema de Administración de la Seguridad de los Procesos	Nivel 1: 100% / Nivel 2: 86.4% y Nivel 3: 41%	Nivel 3
Subsistema de Administración de Salud en el Trabajo	Nivel 1: 100% / Nivel 2: 46% y Nivel 3: 0%	Nivel 2
Subsistema de Administración Ambiental	Nivel 1: 100% / Nivel 2: 88% y Nivel 3: 21%	Nivel 2

### ACCIDENTALIDAD

Del 1 de abril al 30 de junio de 2012, en Petróleos Mexicanos el índice de frecuencia se situó en 0.54 accidentes por millón de horas-hombre laboradas, 42.1% mayor al observado en el mismo periodo de 2011. Pemex-Petroquímica registró 0.84 accidentes, Pemex-Refinación 0.63 accidentes, Pemex-Gas y Petroquímica Básica 0.51 accidentes y Pemex-Exploración y Producción con 0.35 accidentes por millón de horas-hombre laboradas. Como parte de las acciones más relevantes realizadas en el segundo trimestre para contribuir a la disminución de accidentes, destacan:

1. Visitas de soporte y seguimiento a la implantación y ejecución del PEMEX SSPA en las refinerías Madero y Cadereyta y al Complejo Petroquímico Pajaritos.
2. Participación y soporte en los equipos y subequipos de Liderazgo Directivo de SSPA.
3. Asesoría y seguimiento a la implantación del PEMEX-SSPA a los equipos y subequipos de Liderazgo de los organismos subsidiarios y áreas corporativas.
4. Asesoría y soporte en el Programa Emergente de Contención de Accidentes (PECA) en Pemex-Refinación.
5. Atención y seguimiento a la ejecución de la auditoría por perito independiente al diseño en el Corporativo y la implantación del Sistema PEMEX-SSPA en Pemex-Refinación.
6. Atención a disposiciones de los Lineamientos de Seguridad Industrial de SENER.
7. Impartición de 21 talleres de la Guía Técnica de Indicadores de ASP a todas las Líneas de Negocio de los organismos subsidiarios, con una participación de más de 500 profesionistas.
8. Coordinación para la ejecución y evaluación de auditorías efectivas cruzadas interorganismos.

9. Incorporación de representación sindical en los equipos de liderazgo de SSPA a nivel centros de trabajo.
10. Comunicación y capacitación en el anexo SSPA de contratistas.
11. Asesoría y seguimiento a las funciones SSPA (en los tres niveles jerárquicos) de los organismos subsidiarios y áreas corporativas.
12. Coordinación y apoyo para la implantación del decálogo SSPA en organismos subsidiarios.

Dentro del periodo abril-junio de 2012, se tuvieron 51 lesiones incapacitantes.

**ÍNDICE DE FRECUENCIA DE ACCIDENTES**  
(accidentes por millón de horas-hombre laboradas)

Año	TRIMESTRE II					ENERO-JUNIO				
	PEMEX	PEP	PR	PGPB	PPQ	PEMEX	PEP	PR	PGPB	PPQ
2011	0.38	0.27	0.55	0.40	0.23	0.46	0.38	0.66	0.34	0.28
2012	0.54	0.35	0.63	0.51	0.84	0.53	0.41	0.70	0.38	0.71
Variación %	42.1	29.6	14.5	27.5	265.2	15.2	7.9	6.1	11.8	153.6

Fuente: Base de Datos Institucional.

### PEMEX-EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

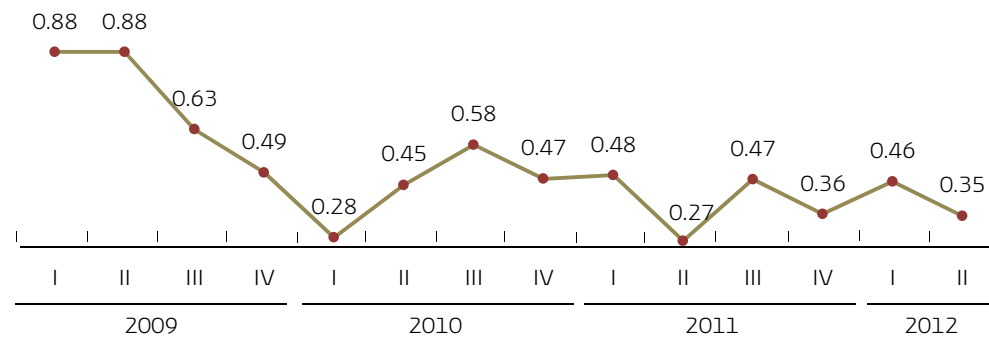
En el segundo trimestre de 2012, el índice de frecuencia fue superior 29.6% respecto al mismo periodo del año previo, al ubicarse en 0.35 accidentes por millón de horas-hombre laboradas, debido al incremento de seis accidentes personales registrables en diferentes áreas de este organismo subsidiario.

En el primer semestre de 2012, se registraron 0.41 accidentes por millón de horas-hombre laboradas, cifra que se traduce en un incremento de 7.9% respecto a igual periodo del año previo.

Las acciones de mejora para todos los aspectos relacionados a la seguridad industrial, están incluidas en las iniciativas del organismo subsidiario referidas en la acción "Implementación de mejores prácticas de seguridad y salud ocupacional y fomento a la protección ambiental y sustentabilidad", en donde continúa la implantación y reforzamiento de acciones preventivas y correctivas en los Activos Integrales y Exploratorios, y todas las Subdirecciones de Servicio y Soporte en Pemex-Exploración y Producción. Las acciones correctivas o de mejora son las siguientes:

- Identificar y evaluar los riesgos para prevenirlos y/o corregirlos aplicando la metodología análisis de la seguridad del trabajo (AST).
- Verificar la aplicación de la Guía de Supervisión Segura.
- Designar responsable de la coordinación de los trabajos a ejecutar en las instalaciones.
- Impartir pláticas de seguridad al inicio de la jornada laboral.
- Reforzar la aplicación del Sistema de Permisos para Trabajos con Riesgos (SPPTR), para el control de riesgos.
- Reforzar la ejecución de auditorías efectivas y aplicación de ciclos de trabajo de disciplina operativa a los procedimientos de operación y mantenimiento.
- Elaborar los análisis de incidentes con la participación activa de los Equipos de Liderazgo de las áreas operativas.
- Iniciar la implantación operativa en los Centros de Trabajo del Sistema de Administración de Seguridad de los Procesos.
- Informar el desempeño en materia de Seguridad, Salud y Protección Ambiental, a los responsables de cada instalación en los Centros de Trabajo.

**ÍNDICE DE FRECUENCIA DE ACCIDENTES TRIMESTRAL  
DE PEMEX-EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN**  
(accidentes por millón de horas-hombre laboradas)



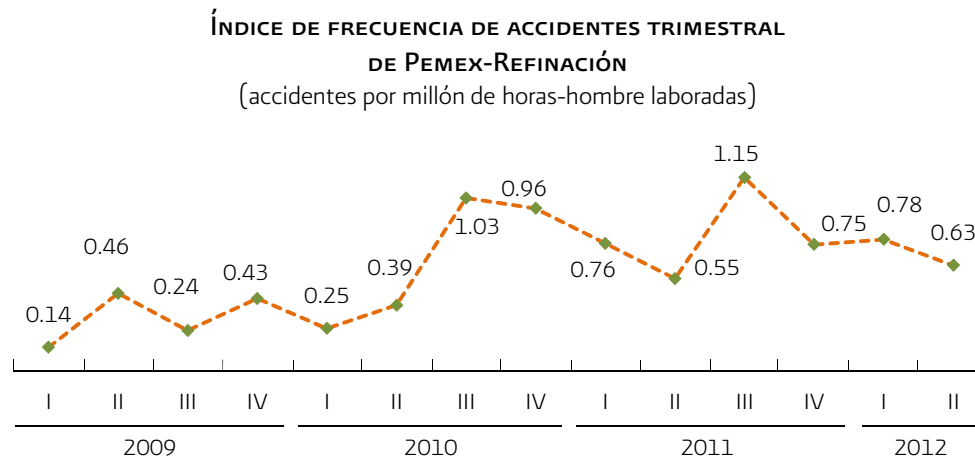
Fuente: Base de Datos Institucional.

### PEMEX-REFINACIÓN

En el periodo abril-junio de 2012, el índice de frecuencia fue 0.63 accidentes por millón de horas-hombre laboradas, se registraron 18 accidentes incapacitantes, tres más que en el mismo periodo de 2011. Al cierre del primer semestre del año se tiene un incremento de 6.1% si se compara con el mismo periodo de 2011, ya que se tenía un registro de 0.70 accidentes por millón de horas-hombre laboradas.

Asimismo, se reforzó la implantación del Sistema de Seguridad Pemex-Refinación-SSPA (Seguridad, Salud y Protección Ambiental).

- Durante el primer semestre de 2012, se mantuvo el esfuerzo en el proceso de implantación del sistema Pemex SSPA en los centros de trabajo con instalaciones industriales y para reforzarlo se dio inicio en marzo a la iniciativa estratégica “Liderazgo en Ejecución SSPA” a partir de la visita de nueve centros de trabajo e interacción con los equipos y subequipos de liderazgo de las líneas de negocio con el propósito de realizar un mapeo inicial y con base en este ejercicio elaborar un plan general de proyecto que proporcione soporte técnico a la organización estructurada y la función SSPA de todos los niveles del organismo.



Fuente: Base de Datos Institucional.



### PEMEX-GAS Y PETROQUÍMICA BÁSICA

En el segundo trimestre de 2012, Pemex-Gas y Petroquímica Básica registró un aumento en el índice de frecuencia de accidentes de 0.51 accidentes por millón de horas-hombre laboradas, con respecto a igual periodo de 2011. Se presentó un accidente en el Complejo Procesador de Gas Cactus y uno en el Complejo Procesador de Gas Poza Rica. La meta establecida para este indicador correspondiente a 2012 fue 0.16. En el primer semestre, se registraron cuatro accidentes incapacitantes, dos ya mencionados, uno en el Complejo Procesador de Gas Nuevo Pemex y el otro en el Sector Ductos Salamanca.

La *International Association of Oil & Gas Producers* (OGP) determinó para 2011 una referencia para el índice de frecuencia de accidentes de 0.43;<sup>13/</sup> como resultado de los cuatro accidentes registrados al cierre de junio de 2012, el índice de frecuencia (0.38) se ubica por debajo de la referencia internacional. Cabe destacar que este índice se ha mantenido en valores inferiores en los últimos tres años.

Con la finalidad de mejorar los indicadores de seguridad industrial Pemex-Gas y Petroquímica Básica desarrolla acciones orientadas a eliminar fallas y disminuir las circunstancias que impiden contar con escenarios o ambientes laborales óptimos; en este sentido, las líneas de negocio en coordinación con la Gerencia de Auditoría de Seguridad Industrial y Protección Ambiental, realizaron un programa para revertir la accidentalidad laboral, el cual se llevará a cabo durante 2012 con las siguientes iniciativas:

- Reforzamiento del Sistema de Seguridad, Salud y Protección Ambiental (SSPA).
- Implantación del segundo ciclo de mejora del SSPA.
- Capacitación básica en SSPA a personal de nuevo ingreso.
- Talleres de reforzamiento de herramientas preventivas de Pemex-SSPA y la aplicación de las mismas:
  - Planeación de los trabajos con riesgos.
  - Análisis de seguridad del trabajo.
- Auditorías efectivas como parte obligatoria durante la supervisión de trabajos.

---

<sup>13/</sup> El índice de frecuencia se calcula a partir del número de trabajadores lesionados por millón de horas hombre laboradas. La referencia de la *International Association of Oil & Gas Producers* considera el promedio de las principales compañías que integran dicha asociación.

- Durante cambios en la planeación de los trabajos; suspender, replantear y analizar los nuevos riesgos asociados.
- Inspección preventiva de riesgos contra cumplimiento de normatividad vigente en equipos, accesorios e instalaciones críticas de proceso, para que el personal tenga acceso, opere, mantenga y supervise en forma segura.
- Supervisión permanente de trabajos con riesgo mediante acciones para eliminar y/o administrar los riesgos.
- Campañas de izaje, manejo de cargas y seguridad del personal basado en comportamiento.
- Difusión de los análisis causa raíz e implementación obligatoria de recomendaciones en instalaciones similares.
- Capacitación para el personal de Pemex en la administración de la seguridad de los contratistas.

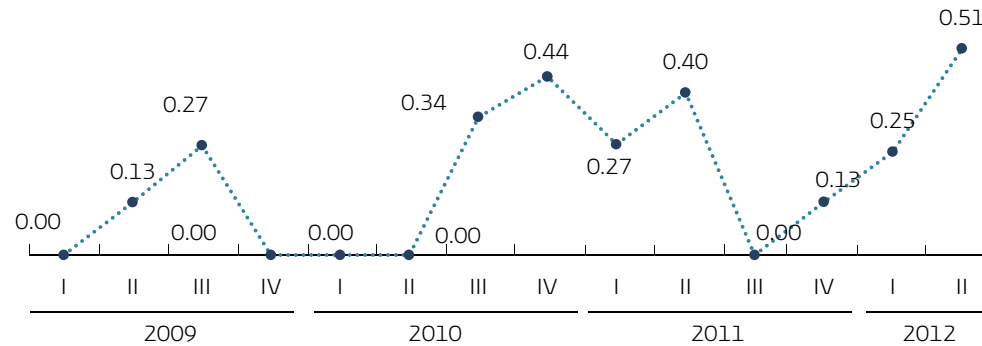
Pemex-Gas y Petroquímica Básica participa en el Programa de Autogestión en Seguridad y Salud en el Trabajo (PASST), que promueve la Secretaría del Trabajo y Previsión Social para la obtención del certificado de empresa segura. Como parte de este programa, al cierre de junio de 2012 se han otorgado al organismo 12 certificados: un certificado de nivel 2 al Complejo Procesador de Gas Arenque y a la Terminal de Gas Licuado de Abasolo; y 11 certificados nivel 1, a los Complejos Procesador de Gas La Venta, Burgos y Ciudad Pemex y a las terminales de distribución de gas licuado, Monterrey, Puebla, Tepeji del Río, Tula, Poza Rica, Juárez y Zapopan.

Como resultado del esfuerzo para realizar las operaciones bajo normas de seguridad y salud en el trabajo, al cierre de junio, los complejos procesadores de gas Burgos, Matapionche y Arenque cumplieron más de seis años sin accidentes incapacitantes.

En todas las terminales de distribución de gas licuado se ha erradicado la accidentalidad laboral durante más de nueve años. Destacan doce terminales con más de 15 años sin accidentes incapacitantes.

Los sectores de ductos Madero, Chihuahua y Torreón, así como las tres unidades de apoyo técnico Centro, Norte y Sur, cumplieron más de 14 años sin accidentes ocupacionales.

**ÍNDICE DE FRECUENCIA DE ACCIDENTES TRIMESTRAL  
DE PEMEX-GAS Y PETROQUÍMICA BÁSICA**  
(accidentes por millón de horas-hombre laboradas)



Fuente: Base de Datos Institucional.

### PEMEX-PETROQUÍMICA

En el periodo abril-junio de 2012, el índice de frecuencia alcanzó 0.84 accidentes por millón de horas-hombre laboradas, 265.2% mayor al mismo periodo del año previo. Al cierre del primer semestre del año se tuvo un incremento de 153.6% si se compara con el mismo periodo de 2011; como resultado de 11 accidentes ocurridos en las plantas de proceso de los complejos petroquímicos (de los cuales cabe mencionar, se encuentran en investigación dos accidentes de La Cangrejera y dos de Morelos).

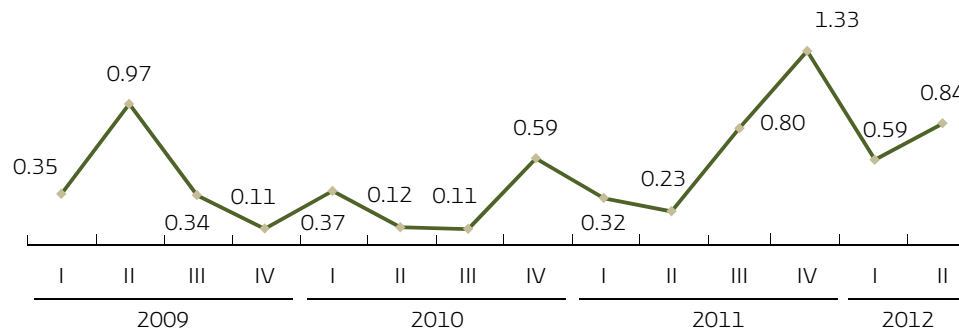
Continúa la implantación de las 11 líneas de acción del sistema PEMEX-SSPA en el Complejo Petroquímico La Cangrejera como unidad piloto, concluyendo las cinco primeras en lo que va del año.

Con la finalidad de evitar los accidentes, se continúa con el plan para la reducción de accidentes en los centros de trabajo, con las siguientes acciones relevantes:

- Reforzar el Liderazgo: Reuniones de los equipos de Liderazgo de Seguridad, Salud y Protección Ambiental de los centros de trabajo.
- Reuniones sistemáticas de seguridad con mandos medios (capacitación): En proceso, Recursos Humanos continúa evaluando las propuestas de las compañías.

- Designar promotor de la seguridad: Los centros de trabajo designaron los promotores.
- Disciplina operativa, reforzar los ciclos de trabajo por línea de mando: Se encuentra en proceso en los centros de trabajo.
- Efectuar análisis del personal con problemas de actitud (pláticas motivacionales): Se llevan a cabo cursos conductuales de acuerdo a programa por parte de Recursos Humanos.
- Realización de la reunión de inicio de la jornada por Línea de Mando, estableciendo objetivos diarios de seguridad/ aplicar los dos minutos de seguridad, antes de iniciar los trabajos. Se continúan realizando en los centros de trabajo.
- Reactivar campaña de manos: se lleva a cabo por los centros de trabajos con carteles alusivos a esta campaña, pláticas, entre otras acciones.

**ÍNDICE DE FRECUENCIA DE ACCIDENTES TRIMESTRAL  
DE PEMEX-PETROQUÍMICA**  
(accidentes por millón de horas-hombre laboradas)

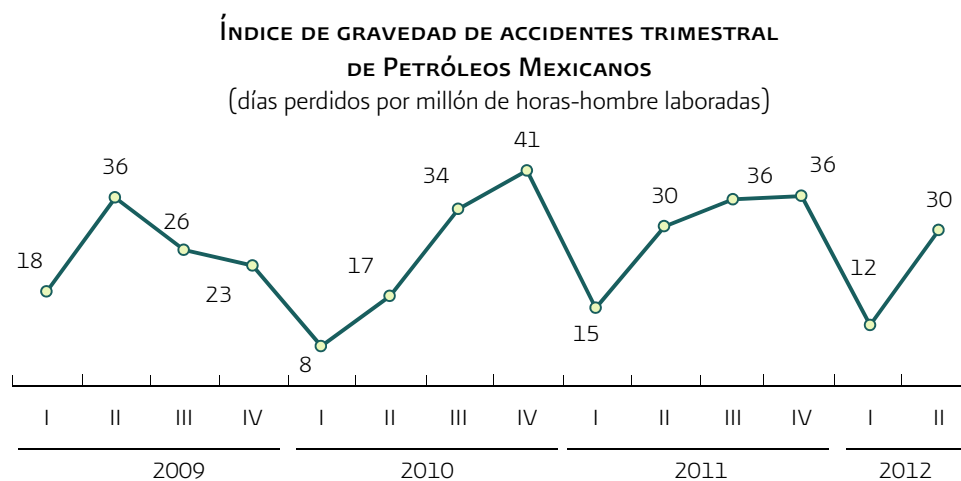


Fuente: Base de Datos Institucional.

### ÍNDICE DE GRAVEDAD DE ACCIDENTES

Al cierre del periodo abril-junio de 2012, el índice de gravedad de accidentes de Petróleos Mexicanos se mantuvo igual al periodo equivalente del año anterior, al registrar 30 días perdidos por millón de horas-hombres laboradas, lo que representa cerca de 2,826 días-hombres perdidos

en este trimestre. En el segundo trimestre de 2012 no se registraron accidentes fatales de trabajadores de Petróleos Mexicanos en ninguna instalación de la empresa. Pemex-Refinación y Pemex-Gas y Petroquímica Básica, presentaron también una reducción de 31.1% y 49%, respectivamente y Pemex-Exploración y Producción y Pemex-Petroquímica tuvieron un incremento de 14.3% y 44 días, en el mismo orden, con respecto a abril-junio de 2011. Al cierre del primer semestre se registró una disminución de 8.7% en el índice de gravedad respecto al año previo. Por organismo subsidiario, el mayor incremento se registró en Pemex-Petroquímica con 27 día adicionales, en contraste, Pemex-Exploración y Producción, Pemex-Gas y Petroquímica Básica y Pemex-Refinación tuvieron una disminución de 4.3%, 35.5% y 36.4% respectivamente.



Fuente: Base de Datos Institucional.

**ÍNDICE DE GRAVEDAD DE ACCIDENTES**  
(días perdidos por millón de horas-hombre laboradas)

Año	TRIMESTRE II					ENERO-JUNIO				
	PEMEX	PEP	PR	PGPB	PPQ	PEMEX	PEP	PR	PGPB	PPQ
2011	30	28	45	51	2	23	23	33	31	4
2012	30	32	31	26	46	21	22	21	20	31
Variación %	0.0	14.3	-31.1	-49.0	N.R.	-8.7	-4.3	-36.4	-35.5	N.R.

N.R. No representativo

Fuente: Base de Datos Institucional.

### **ACCIDENTES DE LAS COMPAÑÍAS CONTRATISTAS**

En el segundo trimestre de 2012, el índice de frecuencia de accidentes de las compañías contratistas fue 0.46 accidentes por millón de horas-hombre laboradas, 43.8% mayor que en el segundo trimestre 2011. Por organismo subsidiario, Pemex-Gas y Petroquímica Básica registró un índice cero al no tener accidentes; Pemex-Petroquímica y Pemex-Refinación tuvieron un incremento de 0.41 accidentes y 0.71 accidentes por millón de horas-hombre laboradas, si se compara con el mismo periodo de 2011, respectivamente y Pemex-Exploración y Producción tuvo 0.44 accidentes, 22.2% más que el mismo periodo del año previo.

Al cierre de junio de 2012, el proyecto ambiental Texistepec acumuló 2,826 días sin accidentes incapacitantes y desde noviembre de 2008 no se han presentado accidentes en el personal perteneciente a empresas contratistas.

## **6.2 PROTECCIÓN AMBIENTAL**

### **EMISIONES AL AIRE**

Durante el segundo trimestre de 2012 las emisiones al aire de óxidos de azufre (SO<sub>x</sub>) decrecieron 12.8 miles de toneladas con respecto al mismo periodo de 2011, debido a que se dejaron de quemar 26,921 millones de pies cúbicos de gas amargo en Pemex-Exploración y Producción, mientras que las emisiones de bióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) presentaron una reducción de 2.9%, respecto al mismo periodo del año previo. El mismo porcentaje de reducción se reporta para las cifras del primer semestre de 2012 y obedece principalmente al cierre de pozos con alta relación gas-aceite y a la operación de módulos de inyección de gas a yacimientos en Cantarell, reduciendo el volumen de gas amargo enviado a quemadores desde diciembre de 2008.

### **USO DE AGUA**

En el segundo trimestre del 2012, el uso de agua cruda presentó un incremento de 1.76% y las descargas contaminantes a cuerpos receptores se incrementaron 19.23% respectivamente con respecto al mismo periodo de 2011. En Pemex-Exploración y Producción en la Región Marina Suroeste las descargas se incrementaron 152% por mayores volúmenes de descarga en la Terminal Marítima Dos Bocas, situación que provocó el aumento de las descargas al agua. El reuso de agua se incrementó 15.79% por mejoría en la captación y tratamiento de aguas negras en Pemex-Refinación.

En el periodo de enero-junio de 2012, el uso de agua cruda presentó un incremento de 1.53%, el reuso de agua se incrementó 11.11% y las descargas contaminantes a cuerpos receptores se incrementaron 44.99% respectivamente, con respecto al mismo periodo de 2011.

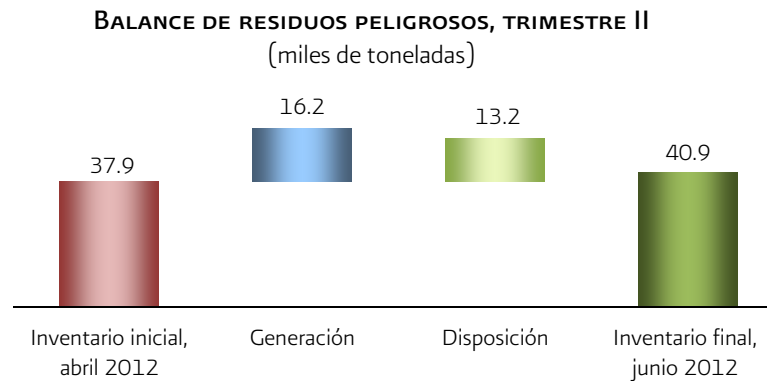
CONCEPTO	EMISIONES AL AIRE Y USO DE AGUA <sup>1/</sup>					
	TRIMESTRE II			ENERO-JUNIO		
	2011	2012	VARIACIÓN %	2011	2012	VARIACIÓN %
<b>EMISIONES AL AIRE</b>						
Óxido de azufre (SO <sub>x</sub> ) Mt/mes	39.8	27.0	-32.2	39.6	34.4	-13.1
Bióxido de carbono (CO <sub>2</sub> ) MMT/mes	3.4	3.3	-2.9	3.5	3.4	-2.9
<b>USO DE AGUA (MMm<sup>3</sup>/MES)</b>						
Uso de agua cruda	15.32	15.59	1.76	15.07	15.30	1.53
Descarga al agua (t/mes)	259.87	309.84	19.23	245.42	355.84	44.99
Reuso de agua	3.04	3.52	15.79	3.06	3.40	11.11

1/ Información preliminar.

Fuente: Dirección Corporativa de Operaciones.

### RESIDUOS PELIGROSOS

En el segundo trimestre de 2012, 62.5% del inventario final de residuos peligrosos corresponde a actividades de refinación, 69.5% son sosas gastadas. El inventario final presentó un incremento de 7.9% con respecto al inventario inicial y una relación de disposición con respecto a la generación de 0.81%. La mayor parte de los residuos peligrosos tiene un proceso continuo de generación y en general, su disposición se realiza por lotes, conforme a volúmenes que permitan una disposición técnica y económicamente factible.



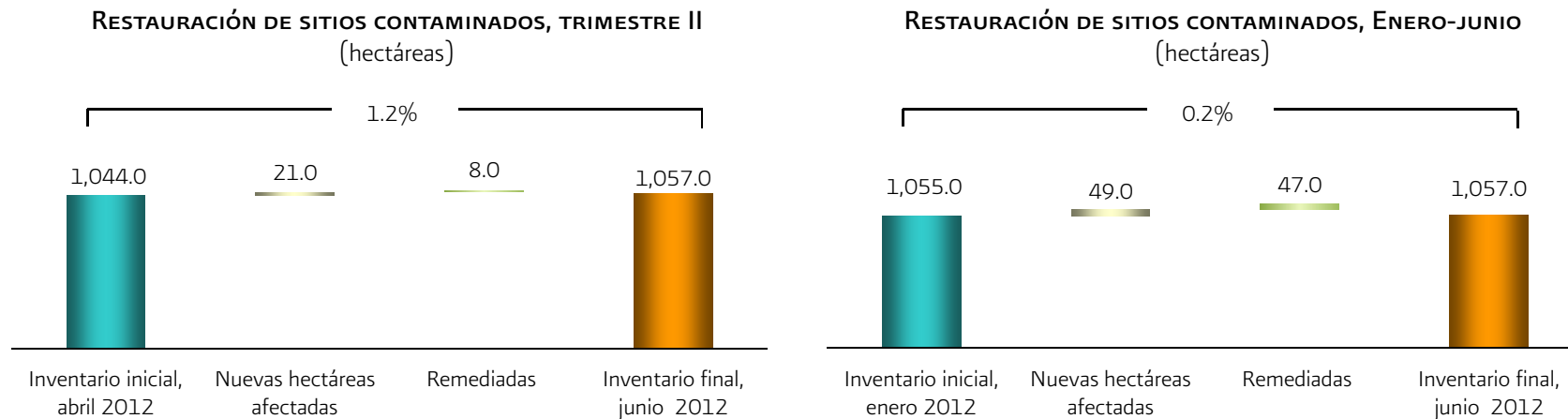
Fuente: Dirección Corporativa de Operaciones.

En el periodo enero-junio de 2012, el inventario final al cierre de junio presentó un incremento de 63.6% con respecto al inventario inicial de enero y una relación de disposición con respecto a la generación de 0.56%.

### PASIVO AMBIENTAL

Al segundo trimestre de 2012, se tenía un inventario acumulado de 1,057 hectáreas con una incremento de 0.2% respecto al registrado al final de 2011, como resultado de la incorporación al inventario de 49 hectáreas afectadas (34 de Pemex-Refinación y 15 de Pemex-Exploración y Producción) y a la desincorporación de 47 hectáreas en el transcurso del segundo trimestre de 2012 (28 de Pemex-Refinación y 19 de Pemex-Exploración y Producción).

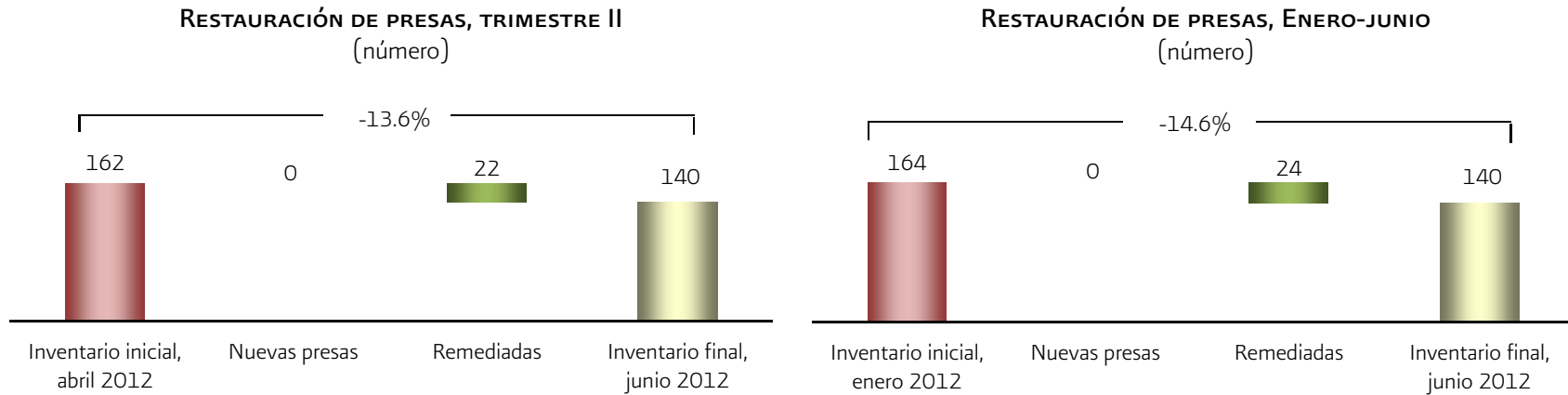
En el cierre del segundo trimestre de 2012, el inventario final de sitios contaminados (1,057 hectáreas) representa un aumento del 1.2% con respecto al cierre de primer trimestre de 2011 (1,044 hectáreas). En cuanto a las nuevas áreas afectadas se sumaron 21 hectáreas, que representan una disminución de 25% en comparación a las agregadas al trimestre anterior. Por su parte se han desincorporado ocho hectáreas resultantes de los esfuerzos de los trabajos de remediación.



Fuente: Dirección Corporativa de Operaciones.



Al cierre del segundo trimestre de 2012, se alcanzó un inventario acumulado de 140 presas, que presentan una disminución de 14.6% con relación al inventario final de 2011, originado por la restauración de 24 presas en los activos Altamira, Samaria-Luna y Bellota-Jujo, por lo que se observa una disminución de 13.6% con respecto al cierre del inventario del primer trimestre (162 presas), debido a la remediación de 22 presas pertenecientes al activo Altamira de la Región Norte.



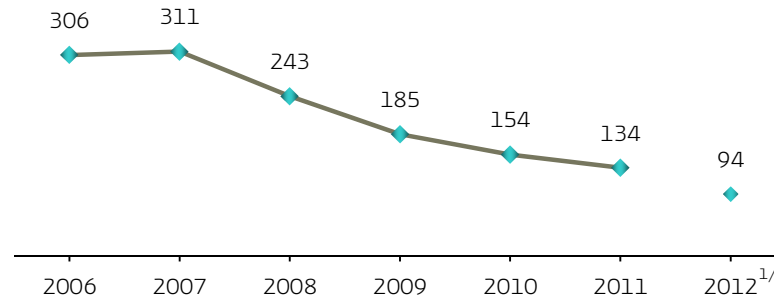
Fuente: Dirección Corporativa de Operaciones.

### FUGAS Y DERRAMES

La tendencia de fugas y derrames en ductos de Petróleos Mexicanos al cierre del segundo trimestre de 2012, muestra un incremento de 113.6% comparado con el mismo periodo de 2011. El aumento en la incidencia de estos eventos, está relacionado con el fenómeno de corrosión en un 65% de los casos, por lo que se han implantado programas de integridad y confiabilidad operativa, enfocados a la mitigación de esta amenaza, de acuerdo con el plan de administración de integridad, institucionalizado a través de un plan emergente de ductos, cuyo objetivo es incrementar la confiabilidad operativa y seguridad del proceso de logística, transporte y distribución de hidrocarburos en Petróleos Mexicanos, de conformidad con la NOM-027-SESH-2010, referente a la administración de la integridad de ductos de recolección y transporte de hidrocarburos.

- Al cierre del segundo trimestre de 2012 se presentó un incremento de 113.6% respecto al mismo periodo de 2011 considerando los ductos de transporte y recolección de Petróleos Mexicanos.
- Las principales causas de estos eventos en el periodo evaluado fueron daños por corrosión interior (39.4%), corrosión exterior (25.5%), terceras partes (6.4%) y falla de material (12.8%).
- En el transcurso de 2012, los impactos al ambiente han tenido un incremento de 11.3 veces el producto derramado, con respecto a 2011.

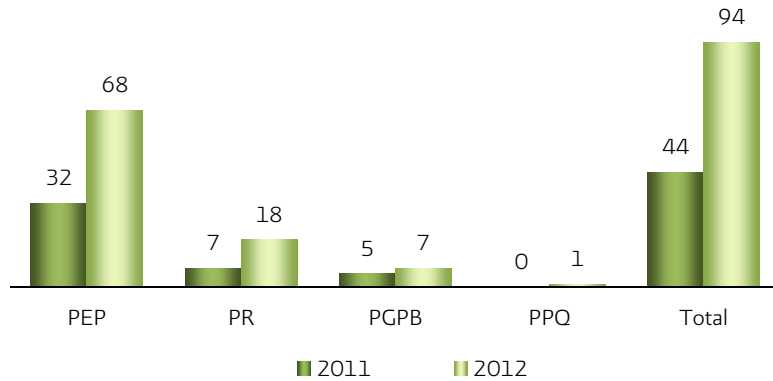
TENDENCIA DE FUGAS Y DERRAMES



1/ Cifras al cierre del primer semestre.

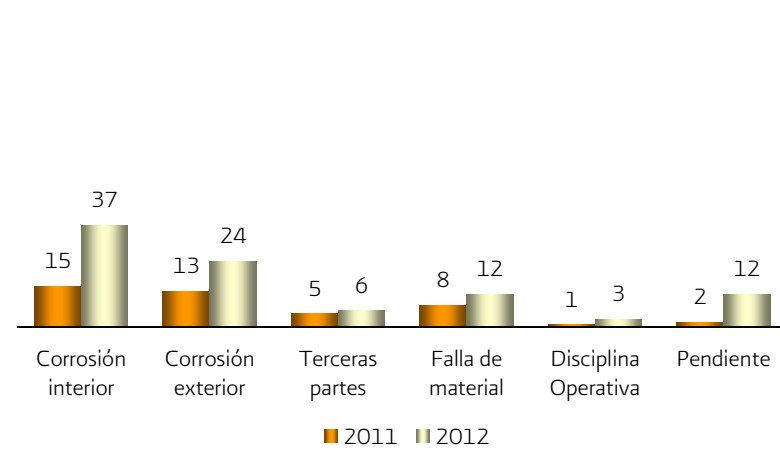
Fuente: Dirección Corporativa de Operaciones.

### DERRAMES Y FUGAS, ENERO-JUNIO (eventos)

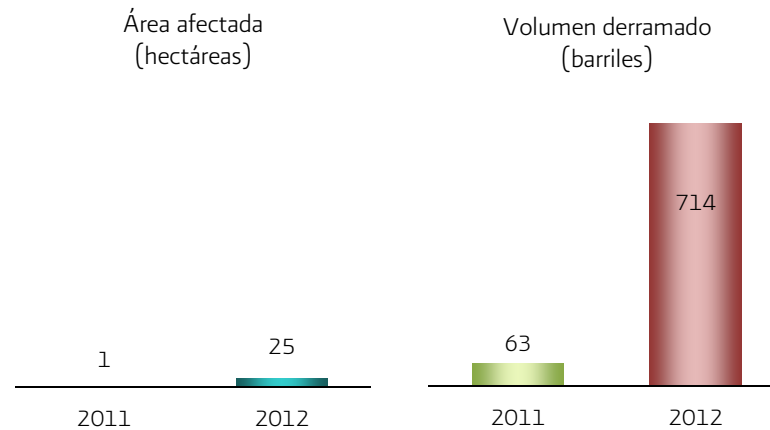


Fuente: Dirección Corporativa de Operaciones.

### CAUSAS DE DERRAMES Y FUGAS, ENERO-JUNIO



### AFECTACIONES, ENERO-JUNIO



Fuente: Dirección Corporativa de Operaciones.

**CERTIFICACIONES**

Como resultado de la implantación del Sistema de Administración de la Seguridad, Salud y Protección Ambiental, de su constante verificación mediante auditorías ambientales externas y de dar cumplimiento a los compromisos adquiridos en ambos instrumentos, Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios obtienen y mantienen sus certificados de industria limpia que otorga la PROFEPA.

Hasta junio de 2012, Petróleos Mexicanos obtuvo 279 certificados de industria limpia, de los cuales 91 correspondieron a instalaciones que concluyeron por primera vez el proceso de auditoría ambiental y 188 certificados fueron refrendos para instalaciones que demostraron que mantienen su desempeño ambiental dentro de los estándares de cumplimiento de la normatividad en la materia.

A la fecha, Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios mantienen inscritas 760 instalaciones dentro del Programa Nacional de Auditoría Ambiental (PNAA), de las cuales 279 tienen certificados vigentes y 481 se encuentran en proceso de certificación, haciendo patente el compromiso de la empresa de cumplir con la normatividad ambiental mediante la obtención de sus certificados de industria limpia o refrendo de los mismos.

**CERTIFICADOS NUEVOS Y REFRENDOS 2012**

(número)

ORGANISMO	CERTIFICADOS OBTENIDOS		DESEMPEÑO
	NUEVOS	REFRENDOS	
<b>TOTAL</b>	<b>91</b>	<b>188</b>	<b>279</b>
Pemex-Exploración y Producción	36	119	155
Pemex-Refinación	46	54	100
Pemex-Gas y Petroquímica Básica	2	12	14
Pemex-Petroquímica	2	3	5
Corporativo	5	-	5

Fuente: Dirección Corporativa de Operaciones. Petróleos Mexicanos.

En el presente año se han obtenido 69 certificados de industria limpia, de los cuales 21 corresponden a certificados nuevos y 48 a certificados refrendados.

En el primer trimestre de 2012, se obtuvieron 36 certificados de industria limpia, mientras que en el segundo trimestre se recibieron 33 que representa una disminución de 8.3%.

De abril-junio de 2012, se han recibido 11 certificados nuevos que representan un aumento de 10% con respecto a los obtenidos durante el primer trimestre (10 certificados). Y se han refrendado en este segundo trimestre 22 certificados que equivalen a una disminución de 15.4% en relación a los 26 certificados refrendados el trimestre anterior.

### **CAMBIO CLIMÁTICO**

La gestión de los proyectos para reducir las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) bajo el esquema del Mecanismo para un Desarrollo Limpio (MDL), es una oportunidad valiosa para que México consiga incentivos económicos orientados a la reducción de GEI y en la promoción del desarrollo sustentable de la empresa, sin embargo, es un proceso largo y de varias etapas cuyos avances por lo general no son observables a corto plazo. Durante la etapa de validación y obtención del registro ante la Junta Ejecutiva del MDL, es necesario que los proyectos logren demostrar el cumplimiento de diversos criterios dictados por la Organización de las Naciones Unidas (ONU) en esta materia.

Se explora la comercialización de certificados de reducción de emisiones de GEI en otros mercados. Estos son creados por organizaciones públicas y privadas, gobiernos locales y nacionales (por ejemplo Japón, Australia, California y otros) que toman conciencia de su responsabilidad en el cambio climático y desean participar activamente. Estos mercados también buscan generar un espacio de comercialización de reducción de emisiones de GEI en países en desarrollo.

Dichos mecanismos son alternativas al Protocolo de Kioto para incentivar la reducción de emisiones de GEI y representan otra ventana de oportunidad para la venta de certificados generados por proyectos de Petróleos Mexicanos. Actualmente, la Gerencia de Finanzas de Carbono de la Dirección Corporativa de Finanzas explora la posibilidad de comercializar e identificar proyectos de la empresa que pueden ser candidatos a estos nuevos mercados.

A mediados de 2012, la Gerencia de Finanzas de Carbono, logró que el proyecto recuperación de calor en la Terminal Marítima Dos Bocas de la Región Marina Suroeste de Pemex-Exploración y Producción, fuera registrado como MDL ante la Convención Marco sobre el cambio climático de la ONU, en abril de 2012.

Este proyecto consiste en aprovechar la energía residual de los gases de combustión de los turbogeneradores para su utilización en el calentamiento del aceite térmico para la deshidratación del crudo Maya en la Terminal Marítima Dos Bocas, desplazando así el consumo de gas natural. La implementación del proyecto resultará en una reducción de emisiones de 88,111 toneladas de CO<sub>2</sub>e (CO<sub>2</sub> equivalente) por año,

durante diez años del periodo crediticio.

El registro de este proyecto significa un logro importante, no solo para Petróleos Mexicanos sino para México en general, ya que contribuye a la mitigación de los efectos del cambio climático, promoviendo el uso de tecnologías más eficientes. Con esto Petróleos Mexicanos demuestra su interés y compromiso con la sociedad y el medio ambiente de México y el mundo, al desarrollar proyectos cuyo principal interés sea mitigar el impacto que la industria tiene sobre los recursos naturales de nuestro planeta.

A lo largo del segundo trimestre de 2012 se han buscado nuevos mercados en los que Petróleos Mexicanos pueda llegar a participar, como parte de estos esfuerzos se han firmado acuerdos y compromisos entre los que destacan aquellos firmados con el Banco Mundial, el Banco Interamericano de Desarrollo y el Banco Sumitomo, que permitirán a Petróleos Mexicanos ampliar sus oportunidades en los mercados futuros de bonos de carbono.

En conjunto con la Dirección Corporativa de Operaciones se estableció un compromiso con el Gobierno de Canadá, mediante el cual Petróleos Mexicanos recibirá fondos (hasta 1.3 millones de dólares) para financiar a consultores que colaboren con Petróleos Mexicanos en el desarrollo de Acciones Nacionales Apropriadas de Mitigación (NAMAs) relacionadas con metano.

Asimismo, Estados Unidos para el Desarrollo Internacional (USAID) financiará la implantación de un sistema para el registro y estimación de la reducción de emisiones de GEIs de acciones con potencial de implantación en instalaciones de Petróleos Mexicanos, el cual a su vez detectará los proyectos que tengan potencial de comercialización en los distintos mercados.

En la primera mitad del 2012, Petróleos Mexicanos cuenta con dos contratos de compra-venta, dos cartas de intención y un estudio de factibilidad en desarrollo. Estos proyectos se encuentran en diferentes etapas del proceso de gestión de proyectos MDL ante la ONU y con dos proyectos registrados. El proyecto de eliminación de quema de gas en el campo Tres Hermanos se registró el 9 de julio de 2010.

**PROYECTOS PARA REDUCIR LA EMISIÓN DE BIÓXIDO DE CARBONO**

ORGANISMO	CENTRO DE TRABAJO	PROYECTO	REDUCCIÓN ESTIMADA TCO <sub>2</sub> e/AÑO	ESTATUS DEL PROYECTO AL 30 DE JUNIO DE 2012 <sup>1/</sup>
Pemex-Exploración y Producción	Terminal Marítima Dos Bocas	Aprovechamiento energético de gases de combustión de turbogeneradores.	88,111	Registrado Instalaciones en construcción
	Cerro Azul - Naranjos	Eliminación de quema de gas en el campo "Tres Hermanos".	82,645	Registrado Revisión de fórmula de precio Instalaciones en construcción
Pemex-Petroquímica	Complejo Petroquímico Morelos	Sistema de cogeneración eléctrica y de vapor al sustituir los turbogeneradores de vapor por turbogeneradores de gas con recuperación de calor.	233,452	Carta de intención firmada PDD terminado ERPA en firma
	Complejo Petroquímico La Cangrejera	Sistema de cogeneración eléctrica y de vapor al sustituir los turbogeneradores de vapor por turbogeneradores de gas con recuperación de calor.	233,452	Carta de intención firmada PDD terminado ERPA en firma
Pemex-Refinación	Refinería Salina Cruz	Sustitución de Combustóleo por gas natural.	295,711	Firma de MoU Estudio de factibilidad en proceso ERPA en proceso
<b>TOTAL</b>			<b>933,371</b>	

1/ Las etapas de la gestión de los proyectos para la reducción de emisión son las siguientes: 1.- Nota de idea de Proyecto (PIN, por sus siglas en inglés). Consiste en la descripción genérica del proyecto y la estimación de la reducción de emisiones asociada. 2.- Autorización de la SEMARNAT (autoridad nacional). 3.- Documento de Diseño de Proyecto (PDD, por sus siglas en inglés). Es la descripción completa del proyecto que, entre otros aspectos operativos y financieros, establece la capacidad, inversión requerida, consumo energético, costo de operación y reducción de las emisiones de CO<sub>2</sub>. 4.- Validación (por una tercera aprobada por la ONU). 5.- Registro ante la ONU y 6.- Desarrollo del proyecto. ERPA: Acuerdo de Compra de Reducción de Emisiones (*Emission Reduction Purchase Agreement*); DOE: Entidad Operacional Designada (*Designated Operational Entity*); MoU: Memorando de Entendimiento (*Memorandum of Understanding*).

Fuente: Dirección Corporativa de Operaciones.

## 7. SERVICIOS DE SALUD

### PREVENCIÓN MÉDICA

Se mantiene el objetivo de fortalecer la Prevención Médica en la atención integral a los trabajadores y derechohabientes, lo que permite avanzar en el mejoramiento de su salud, tal es el caso, por ejemplo, de la esperanza de vida de los trabajadores y sus familiares, que sigue siendo mayor al de la población general, lo mismo sucede con la tasa de mortalidad general, infantil y materna en Petróleos Mexicanos que es menor a la Nacional. El esquema de vacunación y de tamiz neonatal metabólico y auditivo en Petróleos Mexicanos que permite proteger a los niños recién nacidos y menores de un año de edad derechohabientes contra un mayor número de enfermedades prevenibles por vacunación, así como la posibilidad de detectar oportunamente errores innatos del metabolismo, evitar daño y secuelas graves permanentes, sordera e hipoacusia, mantiene altas tasas de cobertura, asimismo se fortalece la vigilancia epidemiológica activa y las acciones de prevención y control de enfermedades crónico-degenerativas.

En este sentido, se presentan a continuación los resultados de estas acciones preventivas del segundo trimestre de 2012 comparadas con el mismo periodo de 2011.

#### RESULTADOS DE LAS ACCIONES PREVENTIVAS

CONCEPTO	TRIMESTRE II		COMENTARIOS
	2011	2012	
Esperanza de vida	80.1 años	80.1 años	La esperanza de vida de la población petrolera es cuatro años mayor a la de la población general en México.
Tasa de mortalidad infantil	10.9	14.7	La tasa de mortalidad infantil en el segundo trimestre aumentó 3.8 puntos debido a una muerte perinatal más (13) con respecto al mismo periodo del año anterior (12) y a que ocurrieron menos nacimientos (882) que en 2011 (1,091). En el indicador sobresale que las defunciones principalmente correspondieron a productos menores de 15 días de nacidos, prematuros o con malformaciones congénitas, y no mayores a un mes que tienen que ver más con la calidad de la atención médica brindada.
Tasa de mortalidad materna por 1000 nacimientos	21.5	0	No se presentó ninguna muerte materna directa en el segundo trimestre del 2012.
Dosis de vacuna aplicadas	78,580	78,620	Las dosis de vacuna aplicadas fueron prácticamente las mismas (1% arriba) que las del segundo trimestre de 2011. La cobertura de vacunación en menores de un año de edad alcanzó 97%, lo que ha permitido que no se registren casos de enfermedades prevenibles por vacunación en este grupo de edad.



**RESULTADOS DE LAS ACCIONES PREVENTIVAS**

CONCEPTO	TRIMESTRE II		COMENTARIOS
	2011	2012	
Detección de enfermedades transmisibles sujetas a vigilancia epidemiológica (dengue, VIH/SIDA, tuberculosis, etc.)	49,768	46,924	Disminución del 6% con respecto al mismo periodo del año anterior, sin que esto haya repercutido en algún brote epidémico de estas enfermedades entre la población derechohabiente.
Tamizajes de enfermedades crónico degenerativas (cáncer de mama, cáncer cérvico-uterino, cáncer de próstata, diabetes e hipertensión arterial)	169,599	205,809	Incremento de 18% respecto al segundo trimestre de 2011, debido al fortalecimiento de acciones de prevención y control de las enfermedades crónico-degenerativas por medicina preventiva, medicina general y de especialidad.
Tamiz neonatal metabólico	1,075	1,180	En el segundo trimestre del 2012 se tamizó un 8.9% más que en el mismo periodo del 2011, lo que ha permitido una cobertura del 100% de tamización a los recién nacidos derechohabientes. En este periodo se detectaron siete casos de niños con enfermedades metabólicas congénitas que fueron enviados a la especialidad correspondiente para su tratamiento y seguimiento, evitándose el daño y las secuelas graves permanentes.
Tamiz neonatal auditivo	994	1,007	En el segundo trimestre del 2012 se tamizaron 1.29% más recién nacidos derechohabientes, cubriéndose con la tamización auditiva al 100% de ellos. Se detectaron dos casos positivos de hipoacusia y sordera que fueron referidos al servicio de medicina de especialidad correspondiente para su tratamiento y rehabilitación oportuna.

Fuente: Dirección Corporativa de Administración.

En lo que respecta a Salud en el Trabajo, en cumplimiento de la NOM-019-STPS-2004, relativa a la "Constitución, Organización y Funcionamiento de las Comisiones de Seguridad e Higiene en los Centros de Trabajo", se realizan actividades para vigilar el funcionamiento de dichas comisiones en las unidades médicas.

En cuanto a las actividades para la vigilancia de la salud de los trabajadores, se realizaron en los Servicios Preventivos de Medicina del Trabajo un total de 27,214 exámenes médicos, 20% más que en el segundo trimestre del 2012, cifra que incluye exámenes de ingreso, reingreso y periódicos.

En el segundo trimestre del 2012, a través de la Unidad de Promoción de la Salud, se realizaron actividades de prevención y promoción relacionadas con el programa "Atención Integral al Paciente con Sobrepeso y Obesidad", con el fin de disminuir los factores de riesgo por estilo de vida; se distribuyeron 132,489 mensajes a través de medios impresos y se capacitaron a 20,808 derechohabientes con respecto a diabetes

mellitus y enfermedad cardiovascular. El programa citado tiene como registro base el sistema informático del expediente electrónico de la Subdirección de Servicios de Salud.

Otras actividades de promoción de la salud, consistieron en la publicación de 50 mensajes, de los cuales 21 se difundieron en abril; 19 en mayo y 10 en junio. Los mensajes se difunden por medios electrónicos a través del sistema Pemex-Infoma, con una cobertura de 70 mil lectores potenciales; además, fueron colocados en las páginas de Intranet tanto de la Subdirección de Servicios de Salud como de la Gerencia de Comunicación Social.

En mayo iniciaron las actividades de la estrategia de Salud Integral en los Trabajadores, y hasta junio se habían visitado 13 terminales de almacenamiento y reparto de Pemex-Refinación. En las actividades desarrolladas en estas terminales, sobresale la promoción de estilos de vida más saludables en los trabajadores para reducir la problemática del sobrepeso, obesidad y padecimientos concomitantes como la diabetes mellitus, hipertensión arterial, enfermedad cardiovascular y otros daños al organismo. Hasta junio se trabajó en esta nueva propuesta de mejorar el estilo de vida en 1,644 trabajadores, además de realizar, entre otras actividades, una evaluación médica para que cada trabajador conozca su estado de salud.

Posterior al reconocimiento a las 45 unidades médicas de Petróleos Mexicanos como Edificios Libres de Humo de Tabaco, continúa la vigilancia y supervisión de las acciones del programa.

Con base en la información de las unidades médicas del programa de control de fauna nociva y transmisora, en el segundo trimestre del año se fumigaron 139,612 locales con la finalidad de eliminar los insectos transmisores de algunas enfermedades. Como parte del programa se desinsectaron 62,618 locales, se desinfectaron 31,306 y se realizaron 45,688 otras actividades de control y eliminación de plagas. En el segundo trimestre de 2012 se incrementaron 150% las actividades de fumigación, en relación a igual trimestre del año anterior, ya que inició la precipitación pluvial en algunas zonas del país lo que conlleva el incremento en la densidad de moscos y la posibilidad de aumento en las enfermedades transmitidas por estos vectores.

En mayo se realizaron las actividades relacionadas con el Día Mundial sin Tabaco, consistentes en: 634 pláticas dirigidas a los trabajadores y sus familiares con asistencia de 16,015 personas, 444 jornadas informativas en unidades de salud y centros de trabajo con una asistencia de 33,729. También se impartieron 10 cursos a 558 participantes; se elaboraron y distribuyeron 19,673 materiales impresos; se organizaron 33 torneos de actividades deportivas; se presentaron 11 cine debates; así como se atendieron y orientaron a 54,853 derechohabientes, de los que se canalizó a 729 con problema de tabaquismo.

Del 28 de mayo al 1 de junio se llevó a cabo la Segunda Semana Nacional de Salud en todas las unidades médicas de Petróleos Mexicanos, cuyas actividades principales consistieron en la aplicación de la vacuna antipoliomielítica a la población menor de cinco años para mantener erradicada la poliomielitis; y el reforzamiento de la vacunación permanente para completar esquemas básicos. En esta misma campaña se distribuyeron sobres de hidratación oral a las madres con niños menores a cinco años, así como información relativa a la prevención de enfermedades diarreicas e infecciones respiratorias agudas, su manejo en el hogar y la identificación de los signos de alarma. También se promovieron las acciones encaminadas a la prevención de violencia y maltrato contra niños, niñas y adolescentes. Se difundió información a padres de familia con respecto a métodos de planificación familiar para disminuir embarazos en la adolescencia.

En el segundo trimestre de 2012, se capacitó a trabajadores procedentes de diferentes centros de trabajo y entidades federativas respecto a estilos de vida saludable en materia de orientación nutricional, de activación física y de salud mental como parte del curso “Desarrollo de Habilidades Personales y Liderazgo”. Hasta junio se capacitó a 38 grupos (un total de 681 trabajadores), por personal profesional de la unidad de promoción de salud en el área metropolitana.

### SERVICIOS MÉDICOS ASISTENCIALES

Algunos rubros representativos de la productividad asistencial se muestran en el siguiente cuadro comparativo:

SERVICIOS MÉDICOS OTORGADOS, 2012		
SERVICIOS	TRIMESTRE I	TRIMESTRE II
Consultas	1,155,303	1,146,618
Intervenciones quirúrgicas	8,569	9,442
Egresos hospitalarios	19,687	20,164
Estudios de anatomía patológica	12,962	14,516
Estudios de laboratorio	1,150,990	1,125,099
Estudios de imagenología	139,288	142,168
Partos	265	250
Cesáreas	658	740

Fuente: SIAH Dirección Corporativa de Administración

De acuerdo al comparativo de los dos primeros trimestres del 2012, se observa una leve variación de cifras, lo que permite mencionar que se continúa con una tendencia a la contención de actividades asistenciales.

Asimismo, el resultado de los indicadores relacionados con la calidad y oportunidad de la atención médica se encuentran, durante este segundo trimestre, ligeramente por arriba del estándar establecido derivado de las mejoras a los procesos de atención, entre otros factores.

**INDICADORES DE CALIDAD Y OPORTUNIDAD DE ATENCIÓN MÉDICA**

INDICADOR	TRIMESTRE II, 2012
Tiempo de espera en consulta externa	12 minutos
Primer nivel	
% Surtimiento de medicamentos	99%
% Satisfacción de los usuarios	91%

Fuente: Resultados reportados en el Programa de Eficiencia Operativa. Dirección Corporativa de Administración

**ADMINISTRACIÓN Y FINANZAS**

En la última adecuación al presupuesto (movimiento compensado versión OK), el presupuesto anual en flujo de efectivo sumó 9,512 millones de pesos, de los cuales fueron autorizados 2,678 millones de pesos para el segundo trimestre de 2012, esto es 28.1% del total anual.

**PRESUPUESTO DE SERVICIOS DE SALUD, 2012**

(millones de pesos)

CONCEPTO	ANUAL	TRIM II	
		PRESUPUESTO	% DEL ANUAL
Materiales y suministros	1,465	721	49.2
Servicios generales	755	345	45.7
Materiales + servicios	2,221	1,067	48.0
Servicios personales	6,853	1,372	20.0
<b>OPERACIÓN</b>	<b>9,074</b>	<b>2,439</b>	<b>26.9</b>
<b>INVERSIÓN</b>	<b>438</b>	<b>239</b>	<b>54.5</b>
<b>OPERACIÓN + INVERSIÓN</b>	<b>9,512</b>	<b>2,678</b>	<b>28.1</b>

La suma de los parciales puede no coincidir con el total debido al redondeo de las cifras.

Cifras en flujo de efectivo.

Fuente: Dirección Corporativa de Administración.

Con el techo presupuestal asignado se instrumentaron mecanismos al interior de la Subdirección de Servicios de Salud de la Dirección Corporativa de Administración para atender los requerimientos de bienes y servicios y estar en posibilidad de proporcionar atención médica integral (servicios preventivos, asistenciales y de salud en el trabajo) a los derechohabientes.

En el segundo trimestre se registró un gasto de 2,687 millones de pesos en operación e inversión: 1,697 millones de pesos en servicios personales; 610 millones de pesos en materiales y suministros; 317 millones de pesos en servicios generales y 63 millones de pesos en inversión. Algunos conceptos representativos del gasto se muestran a continuación:

**GASTO EN SERVICIOS DE SALUD**  
(millones de pesos)

CONCEPTO	TRIMESTRE II		VARIACIÓN
	2011	2012	
<b>MATERIALES Y SUMINISTROS</b>	<b>593</b>	<b>610</b>	<b>18</b>
Medicamentos	344	319	-25
Medicina subrogada	117	179	62
Otros insumos	132	113	-19
<b>SERVICIOS GENERALES</b>	<b>245</b>	<b>317</b>	<b>72</b>
Gastos médicos subrogados	145	207	62
Otros	100	110	9
<b>SERVICIOS PERSONALES</b>	<b>1,499</b>	<b>1,697</b>	<b>198</b>
<b>OPERACIÓN</b>	<b>2,337</b>	<b>2,624</b>	<b>287</b>
<b>INVERSIÓN</b>	<b>37</b>	<b>63</b>	<b>26</b>
<b>OPERACIÓN + INVERSIÓN</b>	<b>2,374</b>	<b>2,687</b>	<b>313</b>

La suma de los parciales puede no coincidir debido al redondeo de cifras.

Cifras en flujo de efectivo.

Fuente: Dirección Corporativa de Administración.

El presupuesto ejercido en el segundo trimestre de 2012 fue 313 millones de pesos superior, al compararlo con el mismo periodo de 2011, resultado de la mayor disponibilidad de recursos debida a los movimientos compensados al presupuesto durante el ejercicio.

En materia de costos, la cuota plana autorizada para 2012 es 65,385 pesos anuales que representa el costo de operación estimado de los servicios médicos por cada familia de trabajador activo, jubilado y beneficiario post mortem.

En el segundo trimestre de 2012 la facturación de servicios médicos aumentó 7.5% respecto al mismo periodo de 2011, debido a los incrementos de 5.4% de la cuota plana para la facturación mensual (de 5,171 a 5,449 pesos) y de 2.1% en el promedio de trabajadores.

FACTURACIÓN DE SERVICIOS MÉDICOS				
CONCEPTO	TRIMESTRE II		VARIACIÓN	
	2011	2012	ABSOLUTA	%
Ingresos de la Subdirección de Servicios de Salud (millones de pesos)	4,168	4,482	314	7.5
Promedio de trabajadores – mensual (activos, jubilados y post-mortem)	268,703	274,176	5,473	2.1
Cuota plana anual autorizada (pesos)	62,049	65,385	3,336	5.4
Cuota plana autorizada para facturación mensual (pesos)	5,171	5,449	278	5.4

Fuente: Información de ingresos del sistema SAP R/3, Modulo *Controlling* (CO); información de promedio de trabajadores: Subdirección de Recursos Humanos y Relaciones Laborales; cuota plana autorizada: Grupo de Trabajo de Precios de Servicios Corporativos.

**8. CUMPLIMIENTO DE PROGRAMAS GUBERNAMENTALES**
**8.1 LEY FEDERAL DE TRANSPARENCIA Y ACCESO A LA INFORMACIÓN PÚBLICA GUBERNAMENTAL (LFTAIPG)**
**ATENCIÓN DE SOLICITUDES DE INFORMACIÓN**

Del 1 de abril al 30 de junio de 2012, Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios recibieron 999 solicitudes de acceso a la información formuladas al amparo de la LFTAIPG. En estos tres meses se respondieron 888 solicitudes, las cuales incluyen respuestas a solicitudes que ingresaron en trimestres anteriores.

**SOLICITUDES DE INFORMACIÓN RECIBIDAS AL AMPARO DE LA LFTAIPG, 2012**

ENTIDAD	ABRIL	MAYO	JUNIO	TRIMESTRE II
<b>TOTAL</b>	<b>331</b>	<b>358</b>	<b>310</b>	<b>999</b>
Petróleos Mexicanos (Corporativo)	118	128	162	408
Pemex-Exploración y Producción	137	105	58	300
Pemex-Refinación	41	64	56	161
Pemex-Gas y Petroquímica Básica	19	41	21	81
Pemex-Petroquímica	16	20	13	49

Nota: La estadística de solicitudes recibidas se realizó conforme a las fechas de días hábiles consignadas en las solicitudes de información, con independencia del día calendario en que se recibieron.

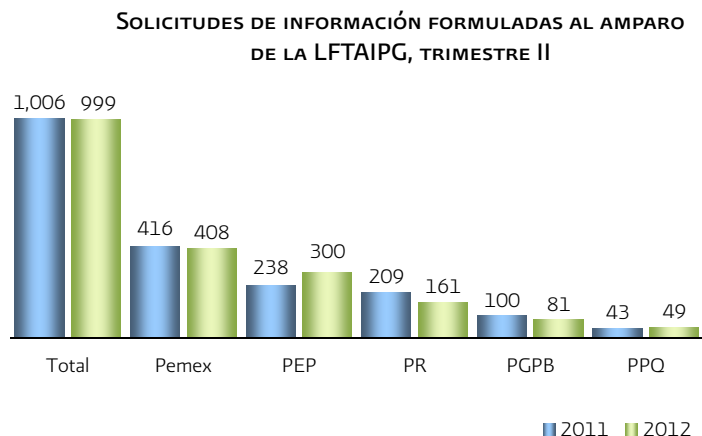
Fuente: Dirección Corporativa de Administración.

**SOLICITUDES DE INFORMACIÓN ATENDIDAS 2012**

ENTIDAD	TRIMESTRE II1/
<b>TOTAL</b>	<b>888</b>
Petróleos Mexicanos (Corporativo)	334
Pemex-Exploración y Producción	297
Pemex-Refinación	130
Pemex-Gas y Petroquímica Básica	76
Pemex-Petroquímica	51

1/ El número de solicitudes atendidas puede incluir la atención de solicitudes recibidas en el trimestre anterior de ahí que puedan ser mayores que las recibidas.

En el periodo de abril-junio de 2012, se observó una disminución de 0.7% en el número de solicitudes de información recibidas respecto a igual periodo de 2011 (1,006 solicitudes), como se muestra en la gráfica siguiente:



### PORTAL DE OBLIGACIONES DE TRANSPARENCIA

Petróleos Mexicanos Corporativo y sus Organismos Subsidiarios, actualizaron la información contenida en las 17 fracciones registradas en el Portal de Obligaciones de Transparencia (POT), según lo indica el Artículo 7 de la Ley Federal de Transparencia y Acceso a la Información Pública Gubernamental. En el segundo trimestre de 2012 se realizaron un total de 205,743 consultas formuladas por la sociedad al Portal de Obligaciones de Transparencia de Petróleos Mexicanos y de cada uno de sus Organismos Subsidiarios en su conjunto. Respecto a las 166,947 consultas realizadas en igual trimestre de 2011 se observó un incremento de 23.2%.

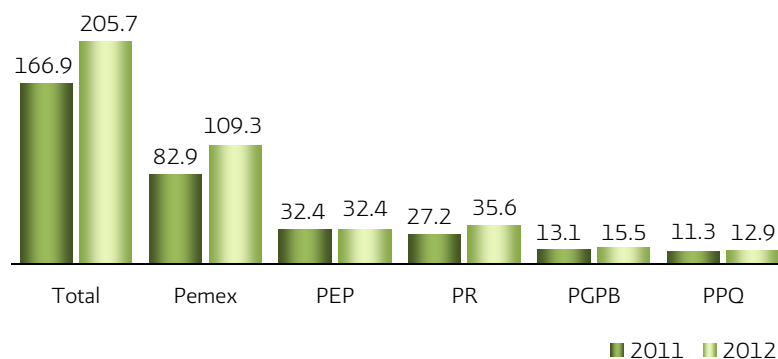
#### CONSULTAS AL PORTAL DE OBLIGACIONES DE TRANSPARENCIA, 2012

ENTIDAD	ABRIL	MAYO	JUNIO	TRIMESTRE II
<b>TOTAL</b>	<b>66,375</b>	<b>66,453</b>	<b>72,915</b>	<b>205,743</b>
Petróleos Mexicanos (Corporativo)	37,152	33,750	38,420	109,322
Pemex-Exploración y Producción	9,102	10,950	12,364	32,416
Pemex-Refinación	11,312	12,011	12,310	35,633
Pemex-Gas y Petroquímica Básica	4,857	5,128	5,532	15,517
Pemex-Petroquímica	3,952	4,614	4,289	12,855

Fuente: Instituto Federal de Acceso a la Información Pública y Protección de Datos (IFAI).



**CONSULTAS AL PORTAL DE OBLIGACIONES DE  
TRANSPARENCIA, TRIMESTRE II**  
(miles)



### COMITÉS DE INFORMACIÓN

Como se desprende del artículo 29 de la LFTAIPG, el objetivo de los comités de información es coordinar y supervisar acciones tendientes a proporcionar información solicitada al amparo de la propia LFTAIPG, confirmar, modificar o revocar la clasificación de la información formulada por las unidades administrativas y establecer criterios específicos de clasificación y de organización de archivos en

la entidad (conforme a los lineamientos emitidos por el Instituto Federal de Acceso a la Información y Protección de Datos -IFAI- y el Archivo General de la Nación), así como promover una mayor eficiencia en la gestión de solicitudes. Las actividades de los comités de información del 1 de abril al 30 de junio de 2012 se presentan en la tabla adjunta.

**COMITÉS DE INFORMACIÓN, TRIMESTRE II, 2012**

ENTIDAD	ASUNTOS ATENDIDOS	RESOLUCIONES EMITIDAS <sup>1/</sup>	RECURSOS DE REVISIÓN ATENDIDOS
<b>TOTAL</b>	<b>285</b>	<b>166</b>	<b>50</b>
Petróleos Mexicanos (Corporativo)	159	83	22
Pemex-Exploración y Producción	31	25	22
Pemex-Refinación	36	29	3
Pemex-Gas y Petroquímica Básica	43	28	2
Pemex-Petroquímica	16	1	1

<sup>1/</sup> Resoluciones sobre inexistencias, reserva y confidencialidad.

**DONATIVOS Y DONACIONES****SOLICITUDES RECIBIDAS Y APROBADAS**

Durante el segundo trimestre de 2012 se recibieron 295 solicitudes de donativos y donaciones promovidas por gobiernos estatales y municipales, así como por organizaciones de la sociedad civil, que comparadas con las 414 solicitudes registradas en el mismo periodo de 2011, significan una disminución de 28.7%. Al cierre de junio de 2012 se reportó un total de 590 solicitudes recibidas.

Las solicitudes recibidas se analizan en cuanto a su procedencia y viabilidad para ser sujetas de autorización en los términos de la normatividad vigente, las disposiciones legales y administrativas aplicables, y en especial de los “Criterios y Lineamientos en Materia de Donativos y Donaciones de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios”.

**MONTOS AUTORIZADOS POR ENTIDAD FEDERATIVA**

En el segundo trimestre de 2012, se gestionó un donativo de 30 millones de pesos al Gobierno del Estado de Campeche, con el propósito de apoyar proyectos productivos del sector pesquero. Es importante señalar que Campeche es una entidad prioritaria para la industria petrolera, toda vez que en ella se ubican importantes instalaciones de apoyo logístico y administrativo para las actividades de exploración y producción de hidrocarburos en la Sonda de Campeche, entre las que destacan el centro de procesamiento de gas y proyectos de exploración; además, de la operación de plataformas marinas que impacta sobre todo al Municipio de Carmen, así como a las actividades pesqueras tradicionales de la entidad.

**MECANISMOS DE CONTROL Y TRANSPARENCIA EN LA APLICACIÓN DE LOS APOYOS SOCIALES**

La Gerencia de Desarrollo Social continúa el seguimiento a las obligaciones contraídas por los donatarios, con respecto a la aplicación de los recursos para los destinos autorizados, la remisión de informes trimestrales sobre su aplicación, así como que se otorguen las facilidades para la realización de visitas de verificación de las instancias correspondientes y de la gerencia.

**PROGRAMA NACIONAL DE RENDICIÓN DE CUENTAS, TRANSPARENCIA Y COMBATE A LA CORRUPCIÓN (PNRCTCC)**

Durante el segundo trimestre de 2012, Petróleos Mexicanos, sus organismos subsidiarios, sus filiales (PMI Comercio Internacional; III Servicios y Compañía Mexicana de Exploraciones), así como el Instituto Mexicano del Petróleo, realizaron acciones coordinadas para la atención de los temas siguientes: blindaje electoral, transparencia focalizada, participación ciudadana, mejora de sitios Web y lineamientos de integridad y ética.

Por motivo de lo dispuesto por el artículo 41 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, durante el tiempo que comprendieron las campañas electorales y hasta la conclusión de la jornada comicial, se suspendió la difusión de toda propaganda gubernamental en los medios de comunicación social. Por ello, del 30 de marzo al 1 de julio de 2012, inclusive, se suspendió el acceso a secciones de los portales institucionales de Internet que contienen difusión de programas, acciones, obras o logros de gobierno. Esta medida llevó a la institución a dejar de publicar temporalmente diversa información relativa al cumplimiento del PNRCTCC.

- **BLINDAJE ELECTORAL.** Continuaron las acciones de blindaje electoral siguientes:
  - Sensibilización (capacitación presencial o virtual);
  - Difusión de información (materiales, mensajes y carteles);
  - Prevención de riesgos (mantener acciones de control interno; así como las relativas al control de donativos y donaciones) y,
  - Rendición de cuentas (publicación, en portales, de resultados sobre acciones emprendidas).

Asimismo, continuó la capacitación del personal mediante el curso electrónico difundido por la FEPADE, así como diverso material de difusión que se colocó en las instalaciones para atender las disposiciones del blindaje electoral.

- **TRANSPARENCIA FOCALIZADA.** Continuó la publicación, en los portales institucionales de Internet, de algunos contenidos (aquellos no previstos en lo dispuesto por el artículo 41 constitucional) de los apartados de: transparencia focalizada, normatividad en materia de transparencia y Comité de Información, en los que Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios, el Instituto Mexicano de Petróleo y filiales difunden sus criterios, acuerdos y resoluciones en la materia.

Continuó la difusión, en los sitios Web institucionales, de la información socialmente útil relativa a tres de los cuatro temas previstos en esta materia: Franquicia Pemex (Pemex-Refinación); productos petroquímicos (Pemex-Petroquímica); e investigación y Posgrado en el Instituto Mexicano del Petróleo, los cuales igualmente no están previstos en lo dispuesto por el artículo 41 constitucional. Lo correspondiente a donativos y donaciones, no se publicó por virtud de dicha disposición.

- **MEJORA DE SITIOS WEB.** Durante el segundo trimestre las entidades de la Industria Petrolera realizaron las acciones necesarias para cumplir con los requerimientos establecidos por el Sistema de Internet de la Presidencia, correspondientes a los reactivos que serán evaluados en

julio, relativos a: Arquitectura de la Información, Imagen Institucional, Accesibilidad, Tecnología, Calidad en el Servicio y Calidad de Contenidos.

- **LINEAMIENTOS DE INTEGRIDAD Y ÉTICA.** Para cumplir con los lineamientos generales para el establecimiento de acciones permanentes que aseguren la integridad y el comportamiento ético de los servidores públicos en el desempeño de sus empleos, cargos o comisiones, se instalaron en abril los comités de ética de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios; del Instituto Mexicano del Petróleo; de PMI Comercio Internacional; de III Servicios y de la Compañía Mexicana de Exploraciones, los cuales en junio, autorizaron sus respectivos planes de trabajo anual y sus indicadores de evaluación; así como sus códigos de conducta actualizados, mismos que se encuentran publicados en sus sitios Web institucionales.

## **8.2 PROGRAMA NACIONAL DE REDUCCIÓN DEL GASTO PÚBLICO Y DE RACIONALIDAD, AUSTERIDAD Y DISCIPLINA PRESUPUESTAL**

### **SERVICIOS PERSONALES**

El monto de ahorro que deberá ser alcanzado en el rubro de servicios personales en 2012, aplicando la reducción del 1.5% en plazas de Mandos Superiores y de 2.5% en plazas de Oficialía Mayor o equivalentes, se ubica en 148.6 millones de pesos, mismo que será alcanzado en el último trimestre del ejercicio fiscal. Al cierre de junio no se superó el presupuesto asignado para este rubro.

### **GASTO ADMINISTRATIVO Y DE APOYO**

El Convenio de Desempeño para 2012 contempla un compromiso de ahorro de 934.7 millones de pesos, programado para el cuarto trimestre del presente ejercicio fiscal.

### **SERVICIOS GENERALES**

- Energía eléctrica. Para el segundo trimestre de 2012 no se reportaron ahorros en kWh; sin embargo, se trabajó en la implementación de las acciones programadas que podrán incidir en la reducción de los consumos.
- Agua. En abril-junio de 2012 no se reportaron ahorros en metros cúbicos; sin embargo, se trabajó en la implementación de las acciones programadas.
- Boletos de avión para vuelos nacionales. Se exhortó por escrito a las áreas de Petróleos Mexicanos, la intención de reducir en 1% la facturación contra la de 2011.

- Combustible. Se exhortó por escrito a las áreas de Pemex, el propósito de reducir en 1% la facturación respecto a la de 2011.
- Papel. Se exhortó por escrito a las áreas de Petróleos Mexicanos, el objetivo de implementar acciones para incrementar la cultura entre los trabajadores respecto a la reutilización de papel y su separación para reciclado.

### TECNOLOGÍAS DE INFORMACIÓN

- Concluyeron los procedimientos de contratación de los servicios de telefonía local y larga distancia a fin de conservar en el 2012 los niveles de ahorro con base en los techos presupuestales autorizados en este concepto.
- Determinación del número de eventos y asistentes a las salas de videoconferencia a fin de calcular el ahorro en el gasto en viáticos y gastos de traslado.
- En análisis de prioridades para determinar los servicios de conducción de señales de red de fibra óptica que migrarán hacia la red de CFE. Los trámites de contratación se iniciaron en el segundo trimestre del año.

### BIENES MUEBLES E INMUEBLES

- Diseño y ejecución del programa de actualización del inventario y regularización de bienes inmuebles federales en uso por Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios para 2012.

### 8.3 PROGRAMA DE MEJORA DE LA GESTIÓN (PMG)

Al cierre del segundo trimestre de 2012, se tienen los siguientes proyectos en ejecución:

PROYECTOS	AVANCE	ÁREA RESPONSABLE
Sistema Institucional de Desarrollo de Proyectos - Fase II	Fase 3 de 4	Dirección Corporativa de Operaciones
Un solo SCADA	Fase 3 de 4	Dirección Corporativa de Operaciones
Iniciativas del Sistema de Gestión por Procesos (Finanzas)	Fase 3 de 4	Dirección Corporativa de Finanzas
Pemex Confiabilidad	Fase 3 de 4	Dirección Corporativa de Operaciones
Sistema Institucional de Administración Patrimonial SIAP	Fase 3 de 4	Dirección Corporativa de Administración
Gestión Jurídica Integral	Fase 3 de 4	Dirección Jurídica

## **ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS BAJO NORMAS INTERNACIONALES DE INFORMACIÓN FINANCIERA**

A partir del 1 de enero de 2012, los estados financieros consolidados son preparados de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF o IFRS por sus siglas en inglés). Los estados financieros intermedios consolidados condensados no auditados de Petróleos Mexicanos han sido preparados de conformidad con la NIC 34 "Información financiera intermedia" y hasta que se emita el primer juego completo de estados financieros consolidados de Petróleos Mexicanos bajo NIIF al 31 de diciembre de 2012, existe la posibilidad de que los mismos pudieran sufrir ajustes y modificaciones. Se estima que no existe un impacto significativo en los estados financieros intermedios consolidados condensados no auditados que se presentan, por razón de estacionalidades de las operaciones realizadas.

Petróleos Mexicanos fijó el 1 de enero de 2011 como fecha de transición a las NIIF. Las reglas para la adopción inicial de las NIIF están establecidas en la NIIF 1, "Adopción por primera vez de las Normas de Internacionales de Información Financiera".

Los estados financieros por el periodo de seis meses terminado al 30 de junio de 2011, que se incluyen para efectos comparativos, fueron preparados de acuerdo a las NIIF, sobre una base consistente con los criterios utilizados para el mismo periodo terminado el 30 de junio de 2012.

**PETRÓLEOS MEXICANOS, ORGANISMOS SUBSIDIARIOS Y COMPAÑÍAS SUBSIDIARIAS**  
**ESTADO DE RESULTADOS CONSOLIDADO DEL 1 DE ENERO AL 30 DE JUNIO**  
**CIFRAS PRELIMINARES BAJO NORMAS INTERNACIONALES DE INFORMACIÓN FINANCIERA**  
 (millones de pesos)

CONCEPTO	2012	2011	VARIACIÓN	
			IMPORTE	(%)
<b>INGRESOS TOTALES</b>	<b>817,391.0</b>	<b>746,010.1</b>	<b>71,380.8</b>	<b>9.6</b>
En el país	416,600.3	375,466.50	41,133.8	11.0
De exportación	397,296.3	367,769.00	29,527.3	8.0
Ingresos por servicios	3,494.4	2,774.60	719.7	25.9
<b>COSTO DE VENTAS</b>	<b>395,450.0</b>	<b>355,726.40</b>	<b>39,723.6</b>	<b>11.2</b>
<b>RENDIMIENTO BRUTO</b>	<b>421,941.0</b>	<b>390,283.7</b>	<b>31,657.3</b>	<b>8.1</b>
<b>GASTOS GENERALES</b>	<b>56,010.0</b>	<b>40,908.9</b>	<b>15,101.1</b>	<b>36.9</b>
Gastos de distribución	12,868.1	13,619.20	-751.1	-5.5
Gastos de administración	43,141.9	27,289.70	15,852.2	58.1
<b>RENDIMIENTO DE OPERACIÓN</b>	<b>365,931.0</b>	<b>349,374.8</b>	<b>16,556.3</b>	<b>4.7</b>
<b>OTROS INGRESOS (GASTOS)-NETO</b>	<b>117,059.0</b>	<b>77,931.30</b>	<b>39,127.7</b>	<b>50.2</b>
<b>RESULTADO INTEGRAL DE FINANCIAMIENTO</b>	<b>-9,789.0</b>	<b>9,269.30</b>	<b>-19,058.3</b>	<b>-205.6</b>
<b>PARTICIPACIÓN EN LOS RESULTADOS DE SUBSIDIARIAS Y ASOCIADAS</b>	<b>26.4</b>	<b>282.7</b>	<b>-256.4</b>	<b>-90.7</b>
<b>RENDIMIENTO ANTES DE IMPUESTOS, DERECHOS Y APROVECHAMIENTOS</b>	<b>473,227.4</b>	<b>436,858.1</b>	<b>36,369.3</b>	<b>8.3</b>
<b>IMPUESTOS, DERECHOS Y APROVECHAMIENTOS</b>	<b>465,263.7</b>	<b>419,276.80</b>	<b>45,986.9</b>	<b>11.0</b>
<b>RENDIMIENTO NETO</b>	<b>7,963.7</b>	<b>17,581.3</b>	<b>-9,617.6</b>	<b>-54.7</b>
<b>OTROS RESULTADOS INTEGRALES</b>	<b>-12,573.2</b>	<b>-1,646.50</b>	<b>-10,926.7</b>	<b>-663.6</b>
<b>UTILIDAD (PÉRDIDA) INTEGRAL</b>	<b>-4,609.5</b>	<b>15,934.8</b>	<b>-20,544.3</b>	<b>-128.9</b>

La suma de los parciales puede no coincidir por redondeo.

**PETRÓLEOS MEXICANOS, ORGANISMOS SUBSIDIARIOS Y COMPAÑÍAS SUBSIDIARIAS**  
**ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADO**  
**CIFRAS PRELIMINARES BAJO NORMAS INTERNACIONALES DE INFORMACIÓN FINANCIERA**  
(millones de pesos)

CONCEPTO	30 DE JUNIO DE 2012	31 DE DICIEMBRE DE 2011	VARIACIÓN	
			IMPORTE	(%)
<b>ACTIVO CIRCULANTE</b>	<b>338,188.7</b>	<b>354,308.0</b>	<b>-16,119.3</b>	<b>-4.5</b>
Efec. y valores de realización inmediata	125,766.9	114,368.2	11,398.7	10.0
Ctas. y doc. por cobrar a clientes y otros	141,799.9	154,658.8	-12,858.9	-8.3
Inventarios	47,618.3	45,099.0	2,519.3	5.6
<b>INSTRUMENTOS FINANCIEROS DERIVADOS</b>	<b>10,736.7</b>	<b>15,526.0</b>	<b>-4,789.3</b>	<b>-30.8</b>
<b>INVERSIONES DISPONIBLES PARA SU VENTA</b>	<b>12,266.9</b>	<b>24,656.0</b>	<b>-12,389.1</b>	<b>-50.2</b>
<b>INVERSIONES EN ACCIONES</b>	<b>13,801.9</b>	<b>15,646.1</b>	<b>-1,844.2</b>	<b>-11.8</b>
<b>PROPIEDADES, MOBILIARIO Y EQUIPO</b>	<b>1,599,597.7</b>	<b>1,591,067.7</b>	<b>8,530.0</b>	<b>0.5</b>
<b>OTROS ACTIVOS</b>	<b>18,762.4</b>	<b>18,913.6</b>	<b>-151.2</b>	<b>-0.8</b>
<b>SUMA EL ACTIVO</b>	<b>1,970,350.7</b>	<b>1,979,935.4</b>	<b>-9,584.7</b>	<b>-0.5</b>
<b>PASIVO CORTO PLAZO</b>	<b>221,918.1</b>	<b>253,445.2</b>	<b>-31,527.1</b>	<b>-12.4</b>
Deuda de corto plazo	101,293.4	110,497.4	-9,204.0	-8.3
Proveedores	52,451.8	53,313.2	-861.4	-1.6
Ctas. y doc. por pagar y otros-neto-	26,673.5	23,864.1	2,809.4	11.8
Imp., der. y aprovechamientos por pagar	41,499.4	65,770.5	-24,271.1	-36.9
<b>LARGO PLAZO</b>	<b>1,630,662.3</b>	<b>1,604,110.6</b>	<b>26,551.7</b>	<b>1.7</b>
Deuda a largo plazo	670,796.3	672,657.2	-1,860.9	-0.3
Reserva para obligaciones laborales	866,775.5	843,461.6	23,313.9	2.8
Reserva para créditos diversos	65,757.0	62,092.9	3,664.1	5.9
Impuestos diferidos	27,333.5	25,898.9	1,434.6	5.5
<b>SUMA EL PASIVO</b>	<b>1,852,580.4</b>	<b>1,857,555.8</b>	<b>-4,975.4</b>	<b>-0.3</b>
<b>PATRIMONIO</b>	<b>117,770.2</b>	<b>122,379.7</b>	<b>-4,609.5</b>	<b>-3.8</b>
Certificados de aportación "A"	49,604.8	49,604.8	0.0	0.0
Incremento al patrimonio	178,730.6	178,730.6	0.0	0.0
Capital social	0.0	0.0	0.0	0.0
Reserva legal	987.5	987.5	0.0	0.0
Superávit por donación	3,446.7	3,446.7	0.0	0.0
Utilidad (pérdida) integral	-30,689.3	-18,116.1	-12,573.2	-69.4
Resultados acumulados				
De ejercicios anteriores	-92,273.8	-13,010.2	-79,263.6	-609.2
Del ejercicio	7,963.7	-79,263.6	87,227.3	110.0
<b>TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO</b>	<b>1,970,350.6</b>	<b>1,979,935.5</b>	<b>-9,584.9</b>	<b>-0.5</b>

La suma de los parciales puede no coincidir por redondeo.



**SALVAGUARDAS**

– La información financiera presentada en este informe está elaborada conforme a Normas Específicas de Información Financiera Gubernamental para el Sector Paraestatal (NEIFGSP o NG), por lo que difiere de la que se presenta ante la Comisión Nacional Bancaria y de Valores y otros reguladores financieros, la cual se elabora bajo Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF o IFRS por sus siglas en inglés). Las principales diferencias entre la información elaborada conforme a NG en relación con la elaborada bajo NIIF son:

- i. Criterio de consolidación.- la información bajo Contabilidad Gubernamental no incluye a las compañías subsidiarias de Petróleos Mexicanos en la consolidación; mientras que la elaborada bajo NIIF si las incluye en la consolidación.
- ii. Activo fijo.- Con base a la NIIF 1, PEMEX eligió aplicar la excepción de “valor razonable” como costo atribuido para plantas, ductos, plataformas marinas y equipo de perforación. Dicho efecto se reconoció principalmente contra resultados acumulados en el estado de situación financiera inicial bajo NIIF; Asimismo, se reconoce un efecto tanto en la depreciación del ejercicio como en el deterioro.

Activo circulante.- Reclasificación de los Fondos para fines específicos del rubro de disponibilidades al de inversiones en acciones y valores; así como de las cuentas por cobrar de instrumentos financieros derivados, como consecuencia del cálculo considerando el riesgo de contraparte; reclasificación de los inventarios de materiales al activo fijo correspondientes a refacciones que se utilizarán en activos fijos y la valuación de los inventarios de productos bajo costo absorbente conforme a NIIF.

- iii. Pasivo de largo plazo.- PEMEX decidió adoptar de manera anticipada la norma contable internacional (IAS, por sus siglas en inglés) IAS 19 (revisada) “Beneficios a los Empleados”, trayendo como resultado que las Ganancias y Pérdidas actuariales Netas acumuladas, pendientes de amortizar bajo NIF al 1 de enero de 2011, se reconocieran incrementando el pasivo de Beneficios a los Empleados y disminuyendo el Patrimonio (Resultados de ejercicios anteriores) del Estado de Situación Financiera Inicial bajo IFRS.

Como resultado de lo anterior, se eliminó el pasivo correspondiente a Beneficios por Terminación de la Relación Laboral antes de alcanzar la edad de retiro (despidos) reconocido bajo NIF al 1 de enero de 2011, con crédito al Patrimonio (Resultados de ejercicios anteriores) mostrado en el Estado de Situación Financiera Inicial bajo IFRS.