



PETRÓLEOS MEXICANOS

CUARTO INFORME TRIMESTRAL 2011

ARTÍCULO 71 (PÁRRAFO PRIMERO)

LEY DE PETRÓLEOS MEXICANOS

FEBRERO 2012

PRESENTACIÓN	1
MARCO DE REFERENCIA	2
1. RESULTADOS OPERATIVOS	10
1.1 Exploración	10
1.2 Reservas de hidrocarburos	13
1.3 Producción de petróleo crudo y gas natural	14
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	46
2. AVANCE DE LA REFORMA ENERGÉTICA	61
3. PROGRAMA PARA INCREMENTAR LA EFICIENCIA OPERATIVA	71
4. PROGRAMA DE INVERSIÓN	80
5. INFORMACIÓN FINANCIERA	96
5.1 Principales políticas y criterios contables utilizados	96
5.2 Estados financieros consolidados	108
5.3 Indicadores financieros seleccionados	113
5.4 Política de financiamiento y estado de la deuda documentada	114
5.5 Estado del régimen de pensiones	116
5.6 Ejercicio de los recursos (flujo de efectivo)	118
5.7 Sistema de Control Interno Financiero y Ley Sarbanes-Oxley	129
6. SEGURIDAD INDUSTRIAL Y PROTECCIÓN AMBIENTAL	131
6.1 Seguridad Industrial	131
6.2 Protección Ambiental	138
7. SERVICIOS DE SALUD	145
8. CUMPLIMIENTO DE PROGRAMAS GUBERNAMENTALES	150
8.1 Ley Federal de Transparencia y Acceso a la Información Pública Gubernamental	150
8.2 Programa Nacional de Reducción del Gasto Público y de Racionalidad, Austeridad y Disciplina Presupuestal 2011	155
8.3 Programa de Mejora de la Gestión (PMG)	163

PRESENTACIÓN

Petróleos Mexicanos presenta al H. Congreso de la Unión, en cumplimiento del párrafo primero del artículo 71 de la Ley de Petróleos Mexicanos, por medio de la Secretaría de Energía el **CUARTO INFORME TRIMESTRAL 2011**, mismo que se difundirá a la ciudadanía a través de la página de la empresa en Internet.

En este documento se informa **SOBRE LA MARCHA DE LA INDUSTRIA PETROLERA ESTATAL DURANTE EL CUARTO TRIMESTRE DE 2011**. 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.

Respecto a la situación de las reservas de hidrocarburos, se presentan los avances en la incorporación de reservas durante el cuarto trimestre de 2011, con datos preliminares y aún no certificados.

Se incluyen los estados financieros al cierre de 2011, 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 cuarto trimestre y en el periodo acumulado enero-diciembre de 2011, así como su comparación con los mismos periodos del año previo. Se revisa su cumplimiento trimestral y el acumulado del periodo, así como su avance con respecto al presupuesto anual.

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:

MISIÓN	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.
VISIÓN	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 ha presentado 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 2012-

2016, misma que se aprobó el 5 de julio del año en curso, 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 2011, mismas que se plasmaron en el Presupuesto de Egresos de la Federación 2011 (PEF) y que guardan una estrecha correlación con los objetivos del Programa para Incrementar la Eficiencia Operativa 2008-2012 (PEO).

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.

LÍNEAS DE ACCIÓN RELEVANTES

- Incrementar la capacidad de producción de crudo ligero y mantener la de pesado, así como el ritmo de reposición de reservas.
- Incrementar la producción de gas para satisfacer la demanda interna en el mediano plazo.
- Modernizar la cadena de transporte, almacenamiento y distribución para incrementar la seguridad y la oportunidad de abasto, así como optimizar las operaciones, mejorar el control de inventarios y reducir costos.
- Reducir brechas operativas y cumplir con las nuevas normas de combustibles.
- Alcanzar y mantener niveles internacionales en materia de seguridad, protección ambiental y mantenimiento.
- Disminuir la vulnerabilidad en los sistemas de ductos.

Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios administran la seguridad en las instalaciones y la protección del ambiente en forma conjunta, mediante la adopción de medidas preventivas adecuadas y oportunas, bajo los principios del Sistema para la Administración de Seguridad, Salud y Protección Ambiental.

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

Además, Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios tienen considerado, dentro de sus políticas y programas internos, el trato y la equidad de género, para elevar el desarrollo personal y profesional de las mujeres.

El cumplimiento de las metas estratégicas comprometidas se sustenta en la disponibilidad de los recursos de operación y de inversión que aprueba el H. Congreso de la Unión y que se publican en el Decreto del Presupuesto de Egresos de la Federación.

METAS ESTRATÉGICAS COMPROMETIDAS EN EL PRESUPUESTO DE EGRESOS DE LA FEDERACIÓN 2011 (PEF)

PRODUCTO	U. DE M.	META ANUAL	TRIMESTRE I	TRIMESTRE II	TRIMESTRE III	TRIMESTRE IV
PERFORAR POZOS 1/						
Exploratorios	Pozos	54	12	17	14	11
Desarrollo	Pozos	1,016	203	286	279	248
PRODUCIR						
Petróleo crudo	Mbd	2,550.0	2,579.0	2,495.9	2,561.3	2,563.8
Gas natural 2/	MMpcd	6,524.4	6,585.1	6,473.9	6,530.0	6,509.3
Condensados 3/	Mbd	48.8	49.9	48.7	48.2	48.4
Gas seco 4/	MMpcd	3,684.7	3,648.5	3,630.9	3,692.5	3,765.6
Petrolíferos y gas licuado	Mbd	1,598.0	1,600.5	1,576.7	1,570.9	1,643.8
Petrolíferos 5/	Mbd	1,382.7	1,381.5	1,363.9	1,357.6	1,427.3
Gas licuado 6/	Mbd	215.4	219.0	212.9	213.4	216.5
Petroquímicos 7/	Mt	17,512.7	4,412.0	4,148.8	4,328.7	4,623.2
COMERCIALIZAR						
EN EL MERCADO INTERNO						
Petróleo crudo	Mbd	1,359.0	1,358.5	1,336.2	1,339.4	1,401.4
Gas seco	MMpcd	3,219.8	3,201.4	3,252.5	3,243.7	3,181.4
Petrolíferos y gas licuado 5/	Mbd	1,872.7	1,825.6	1,860.1	1,877.6	1,926.2
Petrolíferos	Mbd	1,585.2	1,518.8	1,589.6	1,609.2	1,622.0
Gas licuado	Mbd	287.4	306.8	270.4	268.5	304.2
Petroquímicos	Mt	5,649.1	1,478.8	1,325.4	1,375.8	1,469.2
Básicos	Mt	1,094.4	285.5	268.0	265.0	276.0
Desregulados	Mt	4,554.7	1,193.3	1,057.4	1,110.8	1,193.2
EN EL MERCADO EXTERNO						
EXPORTACIONES						
Petróleo crudo	Mbd	1,149.0	1,187.0	1,108.5	1,178.1	1,122.8
Gas seco	MMpcd	-	-	-	-	-
Petrolíferos y gas licuado	Mbd	73.1	123.7	55.3	29.1	85.0
Petrolíferos	Mbd	72.7	123.3	54.9	28.8	84.7
Gas licuado 8/	Mbd	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
Gasolinas naturales	Mbd	67.8	68.2	67.2	68.0	67.8
Petroquímicos	Mt	709.0	151.4	187.5	175.0	195.2
IMPORTACIONES						
Gas seco	MMpcd	502.7	504.1	547.2	503.2	456.6
Petrolíferos y gas licuado 9/	Mbd	526.3	529.8	515.3	510.6	549.5
Petrolíferos	Mbd	447.1	433.8	450.4	450.3	453.6
Gas licuado	Mbd	29.4	22.4	26.9	27.1	41.2
Propano	Mbd	49.8	73.6	38.0	33.3	54.7
Butano	Mbd	-	-	-	-	-
Petroquímicos	Mt	428.7	132.6	116.4	82.8	96.9

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 gasnфта de Pemex-Petroquímica.

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

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 gasnфта de Pemex-Petroquímica por considerarse un producto petrolífero.

8/ Incluye butanos.

9/ Incluye propano y butano.

AVANCE DE LAS METAS ESTRATÉGICAS COMPROMETIDAS EN EL PRESUPUESTO DE EGRESOS DE LA FEDERACIÓN 2011 (PEF)
ENERO-DICIEMBRE DE 2011

PRODUCTO	U. DE M.	METAS					ALCANZADAS				
		ENE-DIC	TRIMESTRE I	TRIMESTRE II	TRIMESTRE III	TRIMESTRE IV	ENE-DIC	TRIMESTRE I	TRIMESTRE II	TRIMESTRE III	TRIMESTRE IV
PERFORAR POZOS 1/											
Exploratorios	Pozos	54	12	17	14	11	33	9	13	4	7
Desarrollo	Pozos	1016	203	286	279	248	1001	235	231	249	286
PRODUCIR											
Petróleo crudo	Mbd	2,550.0	2,579.0	2,495.9	2,561.3	2,563.8	2,550.1	2,571.6	2,557.7	2,525.0	2,546.6
Gas natural 2/	MMpcpd	6,524.4	6,585.1	6,473.9	6,530.0	6,509.3	6,594.1	6,820.2	6,704.0	6,501.3	6,356.9
Condensados 3/	Mbd	48.8	49.9	48.7	48.2	48.4	54.1	54.1	54.5	53.8	53.9
Gas seco 4/	MMpcpd	3,684.7	3,648.5	3,630.9	3,692.5	3,765.6	3,691.6	3,676.8	3,702.9	3,689.3	3,697.4
Petrolíferos y gas licuado	Mbd	1,598.0	1,600.5	1,576.7	1,570.9	1,643.8	1,378.7	1,388.3	1,381.9	1,367.3	1,377.5
Petrolíferos 5/	Mbd	1,382.6	1,381.5	1,363.9	1,357.6	1,427.3	1,169.4	1,177.8	1,169.8	1,157.6	1,172.6
Gas licuado 6/	Mbd	215.4	219.0	212.9	213.4	216.5	209.3	210.5	212.0	209.7	204.9
Petroquímicos 7/	Mt	17,512.7	4,412.0	4,148.8	4,328.7	4,623.2	15,124.6	4,008.9	3,943.5	3,557.1	3,615.1
COMERCIALIZAR											
EN EL MERCADO INTERNO											
Petróleo crudo	Mbd	1,359.0	1,358.5	1,336.2	1,339.4	1,401.4	1,172.2	1,163.5	1,189.0	1,170.7	1,165.6
Gas seco	MMpcpd	3,219.8	3,201.4	3,252.5	3,243.7	3,181.4	3,385.1	3,446.7	3,475.4	3,413.9	3,206.8
Petrolíferos y gas licuado 5/	Mbd	1,872.7	1,825.6	1,860.1	1,877.6	1,926.2	1,786.7	1,740.1	1,790.6	1,802.4	1,812.9
Petrolíferos	Mbd	1,585.2	1,518.8	1,589.6	1,609.2	1,622.0	1,501.9	1,435.8	1,531.5	1,532.0	1,507.2
Gas licuado	Mbd	287.4	306.8	270.4	268.5	304.2	284.8	304.3	259.0	270.5	305.7
Petroquímicos	Mt	5,649.1	1,478.8	1,325.4	1,375.8	1,469.2	4,251.4	1,142.6	1,093.0	1,055.0	960.9
Básicos	Mt	1,094.4	285.5	268.0	265.0	276.0	514.4	125.9	118.8	132.0	137.7
Desregulados	Mt	4,554.7	1,193.3	1,057.4	1,110.8	1,193.2	3,737.0	1,016.8	974.1	923.0	823.2
EN EL MERCADO EXTERNO											
EXPORTACIONES											
Petróleo crudo	Mbd	1,149.0	1,187.0	1,108.5	1,178.1	1,122.8	1,337.9	1,371.7	1,339.0	1,302.2	1,339.4
Condensados	Mbd	-	-	-	-	-	0.7	-	-	-	2.8
Gas seco	MMpcpd	-	-	-	-	-	1.3	1.3	1.7	1.1	1.1
Petrolíferos y gas licuado	Mbd	73.1	123.7	55.3	29.1	85.0	108.9	132.2	109.6	68.2	126.0
Petrolíferos	Mbd	72.7	123.3	54.9	28.8	84.7	107.4	128.0	109.6	66.6	125.9
Gas licuado 8/	Mbd	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	1.5	4.2	0.1	1.6	0.1
Gasolinas naturales	Mbd	67.8	68.2	67.2	68.0	67.8	75.2	67.7	79.9	79.8	73.2
Petroquímicos	Mt	709.0	151.4	187.5	175.0	195.2	458.0	128.4	110.2	92.5	126.8
IMPORTACIONES											
Gas seco	MMpcpd	502.7	504.1	547.2	503.2	456.6	790.8	782.5	892.3	757.4	732.0
Petrolíferos y gas licuado 9/	Mbd	526.3	529.8	515.3	510.6	549.5	678.2	650.3	697.6	639.7	724.8
Petrolíferos	Mbd	447.1	433.8	450.4	450.3	453.6	595.8	538.2	642.1	583.9	618.3
Gas licuado	Mbd	29.4	22.4	26.9	27.1	41.2	39.3	48.7	33.6	29.9	45.1
Propano	Mbd	49.8	73.6	38.0	33.3	54.7	42.5	62.4	22.0	25.9	59.9
Butano	Mbd	-	-	-	-	-	0.6	1.0	-	-	1.5
Petroquímicos	Mt	428.7	132.6	116.4	82.8	96.9	98.3	29.4	27.9	22.1	18.8

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, Pemex-Gas y Petroquímica Básica y Pemex-Exploración y Producción.

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 gas nafta de Pemex-Petroquímica por considerarse un

producto petrolífero.

8/ Incluye butano.

9/ Incluye propano y butano.

PETRÓLEOS MEXICANOS Y SUS ORGANISMOS SUBSIDIARIOS
FLUJO DE EFECTIVO CONSOLIDADO 2011 (PEF)
(millones de pesos)

CONCEPTO	META ANUAL	TRIMESTRE I	TRIMESTRE II	TRIMESTRE III	TRIMESTRE IV
INGRESOS PROPIOS	386,500.4	87,507.6	94,394.5	99,535.3	105,062.9
INGRESOS	1,344,358.7	320,398.6	331,592.1	340,271.8	352,096.1
Ventas interiores	906,846.1	212,113.5	222,236.3	230,019.8	242,476.5
Ventas exteriores	399,452.0	100,807.6	97,814.8	98,879.3	101,950.3
Otros ingresos	38,060.6	7,477.6	11,541.0	11,372.7	7,669.3
Tasa negativa IEPS	33,560.6	6,401.9	10,383.9	10,207.0	6,567.8
Servicios prestados y otros diversos	4,500.0	1,075.6	1,157.1	1,165.7	1,101.5
SUBSIDIOS Y TRANSFERENCIAS	-	-	-	-	-
EGRESOS	1,376,187.2	359,298.8	351,206.2	337,220.6	328,461.5
Gasto programable	418,328.9	126,407.8	114,008.6	96,484.2	81,428.3
Corriente	131,991.0	52,556.1	33,822.8	27,346.6	18,265.5
Inversión	286,337.9	73,851.7	80,185.8	69,137.6	63,162.8
Mercancía para reventa	199,598.0	47,869.3	51,322.8	50,008.7	50,397.2
Operaciones ajenas netas	-	-	-	-	-
Impuestos indirectos	123,089.7	31,056.9	29,960.5	30,009.2	32,063.1
Impuestos directos	635,170.7	153,964.9	155,914.3	160,718.6	164,573.0
SUPERÁVIT PRIMARIO	-31,828.5	-38,900.1	-19,614.1	3,051.1	23,634.6
INTERESES	42,495.0	10,725.0	9,737.5	9,793.9	12,238.5
SUPERÁVIT OPERACIÓN	-74,323.5	-49,625.2	-29,351.6	-6,742.8	11,396.0
ENDEUDAMIENTO NETO	44,247.8	44,099.9	1,477.4	12,370.1	-13,699.7
Disposiciones	127,396.9	56,877.1	44,270.8	18,993.4	7,255.7
Amortizaciones	83,149.1	12,777.1	42,793.4	6,623.2	20,955.4
INCREMENTO(USO)CAJA	-30,075.7	-5,525.2	-27,874.2	5,627.4	-2,303.6

Fuente: Presupuesto de Egresos de la Federación.

El gasto programable total consolidado de **418,328.9 MILLONES DE PESOS** para 2011 no incluye las operaciones interorganismos, en virtud de que éstas se anulan en la consolidación de cifras. De este monto, 31.6% corresponde a gasto corriente de operación y 68.4% a gasto de inversión. El monto total autorizado es 11.3% mayor al gasto programable autorizado en el PEF para el ejercicio 2010; por sus componentes el gasto corriente de operación es 17.3% mayor y el de inversión es 8.7% mayor al autorizado el año previo.

- Del gasto corriente de operación (131,991 millones de pesos) corresponde 53.4% al pago de servicios personales, 23.9% a gastos de operación, 22.1% a pensiones y jubilaciones, y 0.6% a otras erogaciones.
- Del gasto de inversión, que corresponde a inversión física en su totalidad (**286,337.9 MILLONES DE PESOS**) 95.8% se asignó a obra pública, y 4.2% a la adquisición de bienes muebles e inmuebles. A partir de este año el mantenimiento capitalizable está incluido en los dos rubros mencionados, por lo que no se presenta por separado.

PETRÓLEOS MEXICANOS
FLUJO DE EFECTIVO CONSOLIDADO, PRESUPUESTO 2011
(millones de pesos)

	ORIGINAL					EJERCIDO				
	ACUMULADO	TRIMESTRE I	TRIMESTRE II	TRIMESTRE III	TRIMESTRE IV	ACUMULADO	TRIMESTRE I	TRIMESTRE II	TRIMESTRE III	TRIMESTRE IV
INGRESOS PROPIOS	386,500.4	87,507.6	94,394.5	99,535.3	105,062.9	395,232.2	74,044.6	87,623.4	115,804.6	117,759.6
INGRESOS	1,344,358.7	320,398.6	331,592.1	340,271.8	352,096.1	1,760,854.9	364,044.3	438,859.0	459,229.8	498,721.8
Ventas interiores	906,846.1	212,113.5	222,236.3	230,019.8	242,476.5	890,736.8	192,680.5	222,075.7	231,960.6	244,020.0
Ventas exteriores	399,452.0	100,807.6	97,814.8	98,879.3	101,950.3	683,294.6	148,920.2	169,499.2	167,954.3	196,920.9
Otros ingresos	38,060.6	7,477.6	11,541.0	11,372.7	7,669.3	186,823.4	22,443.6	47,284.0	59,315.0	57,780.9
EGRESOS	1,376,187.2	359,298.8	351,206.2	337,220.6	328,461.5	1,775,135.0	367,358.6	438,743.9	430,869.9	538,162.6
Gasto programable	418,328.9	126,407.8	114,008.6	96,484.2	81,428.3	412,102.8	76,304.4	87,833.3	89,714.2	158,250.9
Corriente	131,991.0	52,556.1	33,822.8	27,346.6	18,265.5	144,842.2	38,063.0	35,701.1	30,872.8	40,205.4
Inversión	286,337.9	73,851.7	80,185.8	69,137.6	63,162.8	267,260.6	38,241.4	52,132.3	58,841.4	118,045.5
Mercancía para reventa	199,598.0	47,869.3	51,322.8	50,008.7	50,397.2	381,396.7	78,910.2	99,266.4	98,016.4	105,203.8
Operaciones ajenas netas	-	-	-	-	-	-2,590.5	1,054.5	-325.0	-2,269.5	-1,050.5
Impuestos indirectos	123,089.7	31,056.9	29,960.5	30,009.2	32,063.1	126,647.0	24,976.5	28,640.6	32,437.3	40,592.7
Impuestos directos	635,170.7	153,964.9	155,914.3	160,718.6	164,573.0	857,579.0	186,113.0	223,328.6	212,971.6	235,165.7
SUPERÁVIT PRIMARIO	-31,828.5	-38,900.1	-19,614.1	3,051.1	23,634.6	-14,280.1	-3,314.4	115.1	28,359.9	-39,440.7
Intereses	42,495.0	10,725.0	9,737.5	9,793.9	12,238.5	25,228.0	3,738.2	5,104.2	8,678.6	7,706.9
SUPERÁVIT OPERACIÓN	-74,323.5	-49,625.2	-29,351.6	-6,742.8	11,396.0	-39,508.0	-7,052.6	-4,989.1	19,681.3	-47,147.7
ENDEUDAMIENTO NETO	44,247.8	44,099.9	1,477.4	12,370.1	-13,699.7	15,480.9	-31.6	-24,163.0	3,901.3	35,774.2
Disposiciones	127,396.9	56,877.1	44,270.8	18,993.4	7,255.7	107,604.3	14,360.9	16,214.2	15,253.4	61,775.9
Amortizaciones	83,149.1	12,777.1	42,793.4	6,623.2	20,955.4	92,123.4	14,392.5	40,377.1	11,352.1	26,001.7
INCREMENTO(USO)CAJA	-30,075.7	-5,525.2	-27,874.2	5,627.4	-2,303.6	-24,027.1	-7,084.2	-29,152.1	23,582.6	-11,373.4

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

Para la elaboración de su presupuesto, Petróleos Mexicanos toma como marco de referencia los principios rectores del PND y cada año se ajusta a los Criterios Generales de Política Económica (CGPE) que 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 2011 en los CGPE y en el PE son:

MARCO MACROECONÓMICO				
CONCEPTO	2009	2010	CGPE	PE
			2011	
PRODUCTO INTERNO BRUTO (PIB) (variación anual)				
Crecimiento % real	-6.1	5.5	3.8	3.9
Nominal (miles de millones de pesos)	11,929.5	13,137.2 ^{P/}	14,140.6	14,178.4
Deflactor del PIB (variación anual)	4.2	4.5 ^{P/}	4.0	4.0
INFLACIÓN				
Diciembre-diciembre	3.6	4.4	3.0	3.0
TIPO DE CAMBIO NOMINAL				
Promedio	13.5135	12.6360	12.9	12.9
PETRÓLEO				
Precio promedio (dólares/barril)	57.40	72.33	63.00	65.40
Plataforma de exportación promedio (Mbd)	1,222.1	1,360.5	1,149.0	1,149.0
PIB ESTADOS UNIDOS (variación anual)				
Crecimiento (% real)	-2.6	2.9 ^{P/}	2.8	-

P/ Preliminar.

Fuente: Instituto Nacional de Estadística y Geografía. Criterios Generales de Política Económica 2010-2011. Secretaría de Hacienda y Crédito Público. Banco de México.

1. RESULTADOS OPERATIVOS

1.1 EXPLORACIÓN

En el cuarto trimestre de 2011, la adquisición de información sísmica^{1/} tridimensional (3D) alcanzó 10,951.1 kilómetros cuadrados, 14.8% superior al reportado en el mismo trimestre del año previo, con un cumplimiento de 721% de la meta, que se alcanzó por la entrada en operación del “barco dedicado” en aguas profundas. Destaca la Región Norte con 10,588 kilómetros cuadrados, de los cuales 96.7% fueron de exploración y 3.3% de desarrollo.

De octubre a diciembre de 2011 se obtuvieron 1,016.9 kilómetros de información sísmica 2D, en su totalidad en la Región Norte, cifra 37.7% mayor a la de igual trimestre de 2010. El cumplimiento de la meta fue 279% debido a que se adelantó la adquisición del estudio Piedras Negras, con objeto de dar prioridad a la prospección de localizaciones de gas en lutitas (*gas shale*).^{2/}

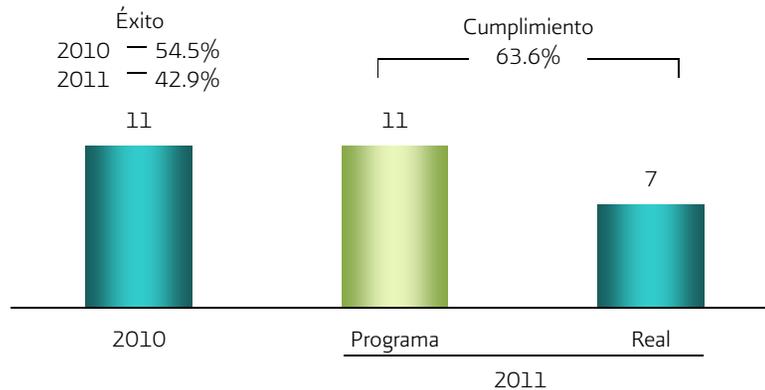
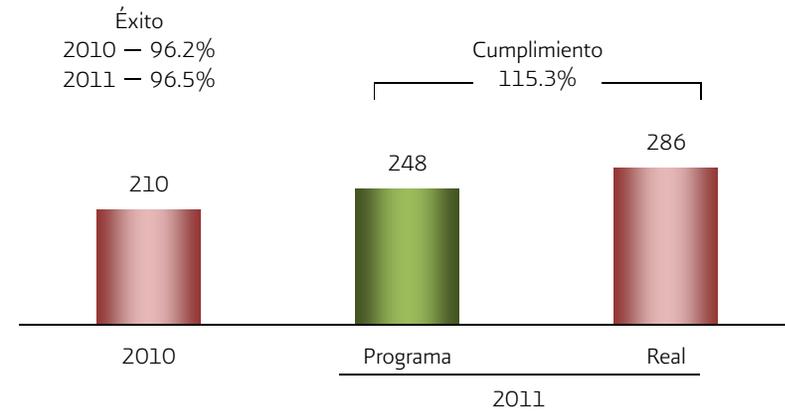
En el último trimestre de 2011 se terminaron^{3/} 293 pozos, 32.6% más que en el mismo periodo del año previo (en el cuarto trimestre de 2010 no incluye un proyecto especial ni un pozo accidentado), con un cumplimiento de 113.1% de la meta debido al cambio de estrategia de perforación en los activos Aceite Terciario del Golfo y Burgos y por la optimización del tiempo de perforación, sobre todo en los campos Ébano, Constituciones y Altamira. Del total de pozos terminados, 97.6% fueron de desarrollo y 2.4% de exploración.

- En el cuarto trimestre de 2011 se terminaron siete pozos de exploración, 36.4% menos que en el mismo trimestre del año previo. De este total, un pozo fue en el Activo Integral Burgos, uno en el Activo Integral Veracruz de la Región Norte y otro en Holoc-Temoa de la Región Marina Suroeste. El cumplimiento de la meta fue 63.6%.
- El éxito geológico alcanzado en la terminación de pozos de exploración fue 42.9%, inferior 11.6 puntos porcentuales al registrado en el cuarto trimestre de 2010, como resultado de dos pozos productores de aceite y uno productor de gas seco, un improductivo invadido de agua salada, uno taponado por columna geológica imprevista, un improductivo seco y un productor no comercial de aceite.

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, la cual requiere tratamientos a gran escala, tales como fracturamiento hidráulico masivo, para hacerla producir hidrocarburos a ritmos comerciales.

3/ No incluye proyectos especiales ni pozos accidentados.

POZOS DE EXPLORACIÓN TERMINADOS, TRIMESTRE IV

POZOS DE DESARROLLO TERMINADOS, TRIMESTRE IV


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

En el cuarto trimestre de 2011 se terminaron 286 pozos de desarrollo, 76 más que en mismo periodo del año previo, lo que significó un cumplimiento de la meta de 115.3%, debido al ya citado cambio de estrategia. Del total de pozos de desarrollo terminados en el trimestre se contabilizaron 276 pozos productivos, con lo que se alcanzó 96.5% de éxito en estos pozos, 0.3 puntos porcentuales mayor al resultado del último trimestre de 2010.

- **REGIÓN NORTE.** Los pozos de desarrollo terminados fueron 237 pozos, 41.9% mayor con relación a octubre-diciembre del año previo, 59.9% de los pozos de esta región se ubicaron en el Activo Integral Aceite Terciario del Golfo, 20.3% en Burgos, 17.7% en Poza Rica-Altamira y 2.1% en Veracruz. El cumplimiento de la meta en este trimestre fue 122.2%.
- **REGIÓN SUR.** Se terminaron 38 pozos de desarrollo, 31% mayor que en los últimos tres meses de 2010. Al Activo Integral Samaria-Luna correspondieron 47.4% de los pozos, a Cinco Presidentes 42.1% y a Macuspana 10.5%. El cumplimiento de la meta fue 100%.
- **REGIÓN MARINA NORESTE.** Se terminaron nueve pozos de desarrollo, igual número que en octubre-diciembre de 2010, con un cumplimiento de 90% de la meta.

- **REGIÓN MARINA SUROESTE.** Los pozos de desarrollo terminados fueron dos, tres menos que en el mismo trimestre del año previo. El cumplimiento del programa trimestral fue 33.3%, por retrasos en los trabajos de perforación, principalmente de los pozos Yaxche 4 y Tumut 5.

Durante el cuarto trimestre de 2011 se terminaron 27 pozos de desarrollo no convencionales, cinco pozos menos que en el periodo equivalente del año previo. Del total, 25 pozos correspondieron al Activo Integral Poza Rica-Altamira, uno al Activo Integral Aceite Terciario del Golfo y uno al Activo Integral Samaria-Luna. Todos estos pozos fueron horizontales.

En 2011 se terminaron^{3/} 1,034 pozos, 20.6% menos que en el año anterior, estos resultados no incluyen un proyecto especial ni dos pozos accidentados en 2010 y un proyecto especial en 2011. A exploración le correspondieron 3.2% del total y a desarrollo 96.8%. En la Región Norte se terminaron 83.3% de los pozos, sobresalen los activos integrales Aceite Terciario del Golfo (513 pozos de desarrollo), Burgos (14 pozos de exploración y 173 de desarrollo) y Poza Rica-Altamira (133 pozos de desarrollo). La participación de las demás regiones fue la siguiente: Sur 11.8%, Marina Noreste 2.9% y Marina Suroeste 2%. Con relación a la meta se tuvo un cumplimiento de 96.6%.

- Durante 2011 se terminaron 33 pozos de exploración, 15.4% menos que el año anterior; el cumplimiento de la meta fue 61.1%. Del total, 16 pozos resultaron exitosos, siete de crudo, tres de gas y seis de gas y condensados, lo que significó 48.5% de éxito en esta actividad, 10.5 puntos porcentuales menos, si se compara con el 2010. Con estos trabajos se descubrieron 12 campos. Las actividades exploratorias se concentraron en la Región Norte (54.6% del total de pozos terminados), en especial en el Activo Integral Burgos, donde se terminaron 14 pozos. La Región Marina Suroeste contribuyó con 24.2% de los pozos terminados y la Región Sur con el restante 21.2%.
- En las actividades de desarrollo se terminaron 1,001 pozos, 20.8% menos que en el año previo, con un cumplimiento de la meta de 98.5%. En total, 955 pozos fueron productivos (766 de crudo, 40 de gas y 149 de gas y condensados). La mayor parte de los pozos terminados se ubicó en los activos integrales Aceite Terciario del Golfo, Burgos y Poza Rica-Altamira de la Región Norte, y en Cinco Presidentes y Samaria-Luna de la Región Sur. Estas dos últimas regiones contribuyeron con 84.2% y 11.5%, respectivamente, del total de pozos de desarrollo terminados. El éxito en esta actividad fue 95.4%, mayor 0.5 puntos porcentuales respecto al año previo.

1.2 RESERVAS DE HIDROCARBUROS

Los principales descubrimientos realizados en materia de reservas por región durante 2011 se presentan a continuación:

- **REGIÓN SUR.** En el primer trimestre de 2011, en el Activo Integral Bellota-Jujo se descubrió el Campo Pareto, el cual es un campo terrestre productor de aceite ligero, en rocas de edad Jurásico Superior Kimmeridgiano, con un gasto inicial de aceite y gas de 3.7 miles de barriles diarios y 8 millones de pies cúbicos diarios, respectivamente. El pozo descubridor fue Pareto-1.
- **REGIÓN NORTE.** En el primer trimestre de 2011 se descubrió el Campo Emergente, este es un campo terrestre productor de gas seco, en rocas de edad Cretácico Superior Eagle Ford; el pozo descubridor, Emergente-1, permitió a Petróleos Mexicanos obtener por primera vez gas proveniente del fraccionamiento hidráulico masivo de lutitas gasíferas (*gas shale*), que constituyen yacimientos de hidrocarburos no convencionales, la producción inicial fue 2.9 millones de pies cúbicos diarios. En el segundo trimestre del año se descubrió el Campo Chancarro de gas seco en el Activo Integral Veracruz. El pozo descubridor fue Chancarro-1, con un aforo inicial de 6.1 millones de pies cúbicos diarios. En el tercer trimestre del presente año se descubrió el campo Bragado de gas húmedo del Activo Integral Burgos, con el pozo Bragado-1, el aforo es de 1.6 millones de pies cúbicos diarios.
- **REGIÓN MARINA SUROESTE.** En el segundo trimestre de 2011 se descubrió el Campo Piklis de gas no asociado, ubicado en el Activo Integral Holok-Temoa en aguas profundas del Golfo de México al noreste de Coatzacoalcos, en la provincia geológica Cordilleras Mexicanas. El pozo descubridor, Piklis-1, es el de mayor tirante de agua, 1,928 metros, perforado hasta la fecha por Petróleos Mexicanos, su gasto inicial fue 90.2 barriles diarios de condensados y 18.2 millones de pies cúbicos diarios de gas. Durante el tercer trimestre se descubrieron los campos Xanab con el pozo Xanab-101 (3,786 barriles por día y aforo de gas de 2.6 millones de pies cúbicos diarios), Tsimin con el pozo Tsimin-1DL (3,846 barriles por día y aforo de gas de 16.9 millones de pies cúbicos diarios) y Kab con el pozo Kinbe-1, estos tres campos son de aceite y pertenecen al Activo Integral Litoral de Tabasco. En el cuarto trimestre se descubrió el campo marino Nen productor de gas seco en aguas profundas, en rocas del Mioceno Superior; el pozo descubridor fue Nen-1 con un tirante de agua de 1,493 metros.

Los descubrimientos realizados durante 2011 están sujetos a un proceso de certificación y validación en el que interviene la Comisión Nacional de Hidrocarburos y que culminará con la publicación de las reservas de hidrocarburos de Petróleos Mexicanos al 1 de enero de 2012 por parte de la Secretaría de Energía.

1.3 PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO CRUDO Y GAS NATURAL

PETRÓLEO CRUDO

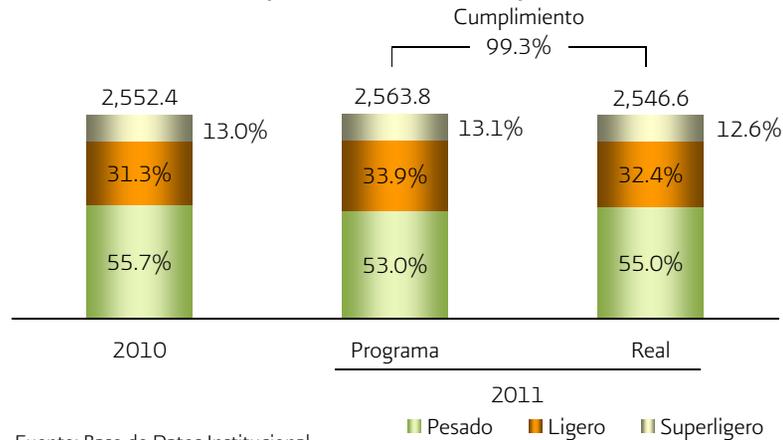
Durante el cuarto trimestre de 2011, la producción de petróleo crudo promedió 2,546.6 miles de barriles diarios, 0.2% inferior (5.8 miles de barriles diarios) a igual periodo de 2010, destaca el aumento en la producción de los activos integrales Litoral de Tabasco, Ku-Maloob-Zaap, Aceite Terciario del Golfo y Cinco Presidentes, que casi permitieron compensar la declinación natural de los activos integrales Cantarell, Abkatún-Pol-Chuc, Bellota-Jujo y Samaria-Luna. El cumplimiento de la meta trimestral fue 99.3%, en particular por la menor producción base a la esperada en el Activo Integral Bellota-Jujo y la declinación natural del Activo Integral Cantarell.

- **REGIÓN MARINA NORESTE.** Se obtuvieron 1,324.9 miles de barriles diarios, 2.3% menor al periodo octubre-diciembre de 2010, con un cumplimiento del programa de 96.4%, debido a la declinación natural y a una menor extracción de la zona de transición del proyecto Cantarell, así como por ajuste por alto flujo fraccional de agua y retraso en la terminación de pozos de ese mismo activo, ocasionado por la falta de disponibilidad de equipos de perforación; y por la alta relación gas-aceite, y ajustes a las cuotas de explotación en pozos con alta salinidad en el Activo Integral Ku-Maloob-Zaap.
- **REGIÓN MARINA SUROESTE.** La extracción de petróleo crudo alcanzó 576.8 miles de barriles diarios, 5.2% más que en el cuarto trimestre del año anterior y 107.2% mayor a la meta del trimestre, debido a una mayor producción base a la esperada asociada a la terminación de pozos Kax 6 y Xanab 32, también por la optimización de la explotación de pozos en los proyectos Yaxché y Och-Uech-Kax del Activo Integral Litoral de Tabasco. Lo anterior no se vio afectada por la declinación natural de la producción y ajustes por alto flujo fraccional de agua de los proyectos Ixtal-Manik y Caan del Activo Integral Abkatún-Pol-Chuc.
- **REGIÓN SUR.** En el cuarto trimestre se obtuvieron 518.3 miles de barriles diarios, 4.4% menos que en igual trimestre del año anterior, resultado de la declinación natural de la producción e incremento en el flujo fraccional de agua del Activo Integral Bellota-Jujo. Respecto a la meta del trimestre se tuvo un cumplimiento de 98.6%, derivado de una menor producción base a la esperada en el proyecto Jujo-Tecominoacán, así como por alto flujo fraccional de agua en los proyectos Bellota-Chinchorro, Cárdenas y El Golpe-Puerto Ceiba; y por retraso en la perforación de pozos de los proyectos Bellota-Chinchorro y Jujo-Tecominoacán del Activo Integral Bellota-Jujo. Destaca la mayor producción en el Activo Integral Cinco Presidentes por la terminación de los pozos del proyecto Ogarrio Magallanes, y el incremento en la extracción esperada de los proyectos Delta del Grijalva (Activo Integral Samaria-Luna), San Manuel y Cactus-Sitio Grande (Activo Integral Muspac).

- **REGIÓN NORTE.** La producción promedió 126.6 miles de barriles diarios de crudo, lo que significó un incremento de 19% respecto al periodo octubre-diciembre de 2010, derivado de la producción asociada al incremento en el número de pozos terminados en los activos integrales Poza-Rica-Altamira y Aceite Terciario del Golfo. El cumplimiento de la meta fue 100.3% debido al inicio de operación de pozos y a las acciones orientadas al mantenimiento de la producción base en el Activo Integral Aceite Terciario del Golfo, que no se vio afectada por la menor producción base a la esperada y por terminaciones y reparaciones mayores a pozos en el Activo Integral Poza Rica-Altamira.

PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO CRUDO POR TIPO, TRIMESTRE IV

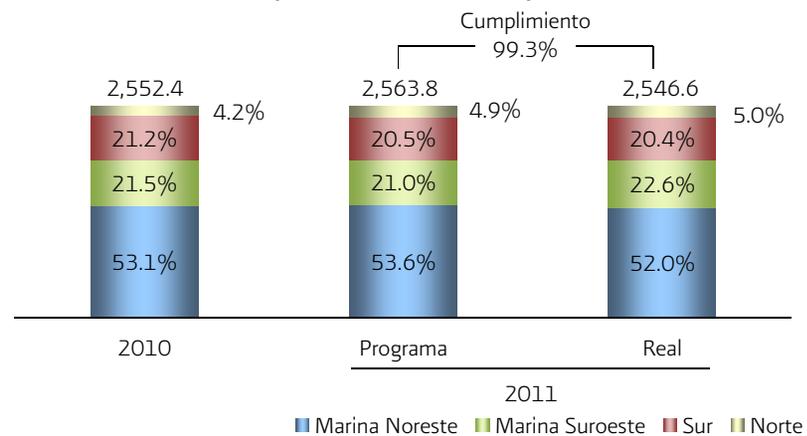
(miles de barriles diarios)



Fuente: Base de Datos Institucional.

PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO CRUDO POR REGIÓN, TRIMESTRE IV

(miles de barriles diarios)



Por tipo de crudo, la producción de pesado disminuyó 1.6% respecto al cuarto trimestre de 2010 al ubicarse en 1,399.6 miles de barriles diarios debido a la baja en la producción de Cantarell. La extracción de crudo ligero fue 826.2 miles de barriles diarios, 3.5% mayor que el periodo octubre-diciembre de 2010, la producción de superligero disminuyó 3.3% respecto al periodo mencionado, al registrar 320.8 miles de barriles diarios.

- Sobresale el aumento en la producción de crudo superligero en los campos Yaxche y Xanab del Activo Integral Litoral de Tabasco.
- En cuanto al crudo ligero destaca la mayor producción de los campos Xanab y Kax del Activo Integral Litoral de Tabasco y del campo Homol del Activo Integral Abkatún Pol-Chuc.

- Con respecto al crudo pesado resalta el incremento en la producción del campo Maloob del Activo Integral Ku-Maloob-Zaap y en el campo Sihil del Activo Integral Cantarell. Durante el periodo octubre-diciembre la participación del crudo pesado en la producción total fue 55%, del crudo ligero 32.4% y del superligero 12.6%.

Durante 2011, la producción de petróleo crudo fue 2,550.1 miles de barriles diarios, 1% menos que el año anterior, principalmente por la menor producción de Cantarell, así como a factores antes mencionados. El cumplimiento de la meta anual fue 100% debido a una mayor producción base en los Activos Integrales Litoral de Tabasco, Aceite Terciario del Golfo y Cinco Presidentes, entre otros, que compensaron la disminución del ritmo de declinación de algunos campos.

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

CONCEPTO	TRIMESTRE IV					ENERO-DICIEMBRE				
	2010	2011		VAR. (%) 11/10	CUMPL. (%) REAL/PROG.	2010	2011		VAR. (%) 11/10	CUMPL. (%) REAL/PROG.
		PROG.	REAL				PROG.	REAL		
TOTAL	2,552.4	2,563.8	2,546.6	-0.2	99.3	2,575.9	2,550.0	2,550.1	-1.0	100.0
REGIÓN MARINA NORESTE	1,355.6	1,374.1	1,324.9	-2.3	96.4	1,397.2	1,365.3	1,342.7	-3.9	98.3
Cantarell	520.4	503.1	468.8	-9.9	93.2	558.0	520.6	500.7	-10.3	96.2
Ku-Maloob-Zaap	835.2	871.0	856.1	2.5	98.3	839.2	844.7	842.1	0.3	99.7
REGIÓN MARINA SUROESTE	548.4	538.0	576.8	5.2	107.2	544.4	535.2	560.6	3.0	104.7
Abkatún-Pol-Chuc	293.2	276.5	268.6	-8.4	97.1	296.3	283.1	276.2	-6.8	97.6
Litoral de Tabasco	255.2	261.5	308.2	20.8	117.9	248.1	252.1	284.4	14.6	112.8
REGIÓN SUR	542.0	525.4	518.3	-4.4	98.6	531.9	521.8	530.6	-0.2	101.7
Cinco Presidentes	76.3	70.6	88.7	16.3	125.6	71.7	70.8	83.5	16.5	117.9
Bellota-Jujo	154.9	172.4	134.4	-13.2	78.0	160.2	170.9	143.4	-10.5	83.9
Samaria-Luna	227.3	198.9	215.8	-5.1	108.5	217.5	198.2	222.7	2.4	112.4
Muspac	50.8	50.6	47.0	-7.5	92.9	49.5	48.7	48.5	-2.0	99.6
Macuspana	32.8	32.9	32.4	-1.2	98.5	32.9	33.1	32.5	-1.2	98.2
REGIÓN NORTE	106.4	126.2	126.6	19.0	100.3	102.4	127.7	116.2	13.5	91.0
Poza Rica-Altamira	57.4	80.3	61.4	7.0	76.5	56.5	77.1	60.2	6.5	78.1
Aceite Terciario del Golfo	44.7	40.6	62.1	38.9	153.0	41.0	45.1	52.8	28.8	117.1
Veracruz	4.3	5.3	3.1	-27.9	58.5	4.9	5.5	3.2	-34.7	58.2

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

Fuente: Base de Datos Institucional.

Por tipo de crudo, durante el periodo mencionado la producción de crudo pesado fue 1,417.1 miles de barriles diarios, 3.2% menos que en 2010, (1,464 mil barriles diarios), debido principalmente a la declinación de Cantarell. De crudo ligero se extrajeron 798.3 miles de barriles diarios, 0.8% mayor que en 2010, que se ubicó en 792.3 miles de barriles diarios, la producción de superligero fue 334.7 miles de barriles diarios, 4.7% superior a 2010, cuando se produjeron 319.6 miles de barriles diarios.

- Respecto al crudo ligero, destaca la producción de los campos Xanab y Yaxche del Activo Integral Litoral de Tabasco, y Homol del Activo Integral Abkatún-Pol-Chuc.
- En cuanto a la extracción de crudo superligero destaca la producción en el campo Pijije del Activo Integral Samaria-Luna.
- En 2011, el porcentaje del crudo pesado en la producción total fue 55.6%, la del crudo ligero 31.3% y la del crudo superligero 13.1%.

GAS NATURAL

En el cuarto trimestre de 2011, la producción de gas natural fue 6,356.9 millones de pies cúbicos diarios, 9.7% menor a la de igual periodo del año anterior, esta cifra incluye 639.8 millones de pies cúbicos diarios de nitrógeno, que se obtiene asociado al gas natural y que constituye un compuesto no deseado. Todas las regiones disminuyeron su producción. El cumplimiento de la meta del trimestre fue 97.7%.

- La producción de gas asociado disminuyó 10.3% al promediar 4,227.8 millones de pies cúbicos diarios, si se compara con el último trimestre de 2010. De este total, 639.8 millones de pies cúbicos diarios fueron de nitrógeno. La producción de este gas aumentó en la Región Norte, en los activos Aceite Terciario del Golfo con 31.7 millones de pies cúbicos diarios y Poza Rica Altamira con 8.9 millones de pies cúbicos diarios, así como Litoral de Tabasco de la Región Marina Suroeste con 47.4 millones de pies cúbicos diarios. Los activos que reportaron menor producción fueron: Cantarell, Abkatún-Pol Chuc. Samaria-Luna, Bellota-Jujo, Ku-Maloob-Zaap y Muspac, originado por la declinación natural de los campos, ajustes por alto flujo fraccional de agua, entre otros. Respecto al programa se tuvo un cumplimiento de 103.7%.
- La producción de gas no asociado fue 2,129.1 millones de pies cúbicos diarios, 8.4% menos que en el cuarto trimestre de 2010, principalmente por la disminución de 107.6 millones de pies cúbicos diarios en la producción de Veracruz y 58.8 millones de pies cúbicos diarios de Burgos, sobre todo por la declinación natural de los campos así como por menores actividades de perforación de desarrollo y falta de supervisión y mantenimiento a pozos. El cumplimiento del programa fue 87.5%.

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

CONCEPTO	TRIMESTRE IV					ENERO-DICIEMBRE				
	2010	2011		VAR. (%) 11/10	CUMPL. (%) REAL/PROG.	2010	2011		VAR. (%) 11/10	CUMPL. (%) REAL/PROG.
		PROG.	REAL				PROG.	REAL		
TOTAL	7,038.7	6,509.3	6,356.9	-9.7	97.7	7,020.0	6,524.4	6,594.1	-6.1	101.1
Asociado	4,715.3	4,075.6	4,227.8	-10.3	103.7	4,542.5	4,038.3	4,389.5	-3.4	108.7
No asociado	2,323.4	2,433.7	2,129.1	-8.4	87.5	2,477.5	2,486.1	2,204.6	-11.0	88.7
REGIÓN MARINA NORESTE	1,658.6	1,313.2	1,258.1	-24.1	95.8	1,583.7	1,272.7	1,405.6	-11.2	110.4
Cantarell	1,330.2	985.1	933.0	-29.9	94.7	1,251.9	956.8	1,074.7	-14.2	112.3
Ku-Maloob-Zaap	328.4	328.0	325.0	-1.0	99.1	331.8	315.9	330.9	-0.3	104.7
REGIÓN MARINA SUROESTE	1,231.1	1,123.6	1,181.1	-4.1	105.1	1,171.7	1,123.3	1,208.3	3.1	107.6
Abkatún-Pol-Chuc	607.5	556.1	510.0	-16.0	91.7	594.2	574.0	559.0	-5.9	97.4
Litoral de Tabasco	623.6	567.5	671.1	7.6	118.3	577.6	549.2	649.3	12.4	118.2
REGIÓN SUR	1,767.7	1,603.2	1,671.5	-5.4	104.3	1,764.7	1,601.1	1,692.3	-4.1	105.7
Cinco Presidentes	114.4	96.5	116.0	1.4	120.2	104.9	95.0	116.9	11.4	123.1
Bellota-Jujo	321.7	258.2	288.9	-10.2	111.9	305.9	260.0	288.2	-5.8	110.8
Samaria-Luna	767.6	695.5	705.3	-8.1	101.4	773.9	700.9	715.7	-7.5	102.1
Muspac	279.8	250.7	277.5	-0.8	110.7	273.5	248.3	279.1	2.0	112.4
Macuspana	284.3	302.2	283.9	-0.1	93.9	306.5	296.9	292.4	-4.6	98.5
REGIÓN NORTE	2,381.2	2,469.3	2,246.2	-5.7	91.0	2,499.9	2,527.3	2,287.8	-8.5	90.5
Burgos	1,395.7	1,667.8	1,336.9	-4.2	80.2	1,478.4	1,639.8	1,344.1	-9.1	82.0
Poza Rica-Altamira	115.7	143.9	115.3	-0.3	80.1	117.3	140.3	115.2	-1.8	82.1
Aceite Terciario del Golfo	94.1	65.6	125.8	33.7	191.8	85.3	74.2	111.9	31.2	150.8
Veracruz	775.9	592.0	668.2	-13.9	112.9	818.9	673.0	716.7	-12.5	106.5
NITRÓGENO	748.6	432.7	639.8	-14.5	147.9	683.0	433.4	680.6	-0.4	157.0
GAS NATURAL SIN NITRÓGENO 1/	6,290.1	6,076.6	5,717.0	-9.1	94.1	6,337.0	6,090.9	5,913.4	-6.7	97.1

1/ 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.

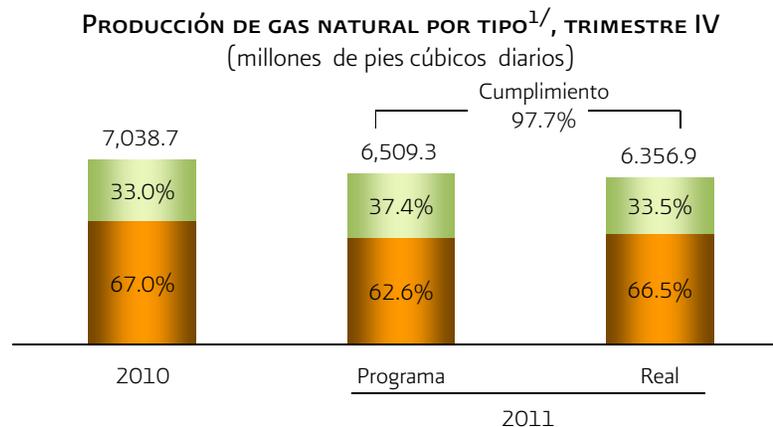
El comportamiento por regiones fue el siguiente:

- **REGIÓN MARINA NORESTE.** En el cuarto trimestre de 2011, la extracción alcanzó 1,258.1 millones de pies cúbicos diarios, 24.1% menor al mismo periodo del año anterior, debido a la declinación natural y ajuste por alto flujo fraccional de agua en Cantarell y a la producción asociada a la terminación de pozos y continuidad operativa en Ku-Maloob-Zaap. El cumplimiento de la meta fue 95.8%.
- **REGIÓN MARINA SUROESTE.** Se obtuvieron 1,181.1 millones de pies cúbicos diarios de gas, 4.1% menos que en los últimos tres meses de 2010, como resultado de la declinación natural de la producción, así como ajustes por alto flujo fraccional de agua en los proyectos Ixtal-Manik y Caan, que no fue compensada con la mayor producción de los proyectos Yaxché y Och-Uech-Kax. Con respecto al programa el cumplimiento fue 105.1%, por la mayor producción base a la esperada en el Activo Integral Litoral de Tabasco.
- **REGIÓN NORTE.** La extracción de gas promedió 2,246.2 millones de pies cúbicos diarios, 5.7% inferior al cuarto trimestre de 2010, principalmente por las reducciones de 107.7 millones de pies cúbicos diarios en la producción en Veracruz y 58.8 millones de pies cúbicos diarios en Burgos, relacionadas con la declinación natural de los campos y la falta de supervisión y mantenimiento de pozos. El cumplimiento del programa trimestral fue 91%, debido a las circunstancias antes descritas, a reparaciones mayores a pozos y a la menor producción base a la esperada en los activos Burgos e Integral Poza Rica-Altamira.
- **REGIÓN SUR.** La producción fue 1,671.5 millones de pies cúbicos diarios, 5.4% menor a la reportada en el último trimestre de 2010, como resultado de la menor extracción en los activos integrales Samaria-Luna (8.1%), Bellota-Jujo (10.2%), por incremento en el flujo fraccional de agua, Muspac (0.8%) y Macuspana (0.1%), en los dos primeros activos por declinación natural. El cumplimiento del programa trimestral fue 104.3% que se explica por mayor producción base a la esperada, además de la alta relación gas aceite en los proyectos Jujo-Tecominoacán y Bellota-Chinchorro del Activo Integral Bellota-Jujo, así como a la terminación de pozos en el Activo Integral Cinco Presidentes.

En 2011, la producción de gas natural registró 6,594.1 millones de pies cúbicos diarios, 6.1% menos que en el mismo periodo del año previo, cifra que incluye 680.6 millones de pies cúbicos diarios de nitrógeno. Todas las regiones, con excepción de la Marina Suroeste, disminuyeron su producción. El cumplimiento de la meta anual fue 101.1%, resultado de la mayor producción por intervenciones a pozos en el Activo Integral Cantarell de la Región Marina Noreste, una menor declinación a la programada en el Activo Integral Litoral de Tabasco de la Región Marina

Suroeste y en la Región Sur de una mayor producción base a la esperada asociada a pozos con alta relación gas-aceite en el proyecto Delta del Grijalva del Activo Samaria-Luna.

- La producción de gas asociado promedió 4,389.5 millones de pies cúbicos diarios (incluye nitrógeno), 3.4% menos que en lo registrado en 2010, por disminución de la producción en las regiones Marina Noreste y Sur, en particular por los activos: Cantarell; Samaria-Luna, por declinación de la producción en campos del proyecto Antonio J. Bermúdez; Bellota-Jujo y Ku-Maloob-Zaap, por alta relación gas-aceite y cierre de producción por los altos inventarios ocasionados por la tormenta tropical "Nate", asimismo por ajustes a las cuotas de explotación en pozos con alta salinidad. La disminución en estos activo también fue resultado del incremento en el flujo fraccional de agua y por declinación natural. El cumplimiento del programa fue 108.7%, como efecto de una mayor producción a la esperada en el campo Akal de Cantarell, así como por la producción asociada a pozos con alta relación gas-aceite en las regiones Sur y Marina Suroeste.
- La producción de gas no asociado fue 2,204.6 millones de pies cúbicos diarios, 11% inferior a la del 2010, resultado de la menor producción en todos los activos de las regiones Norte y Sur, como son: Burgos (134.3 millones de pies cúbicos diarios), Veracruz (101.5



^{1/} Incluye nitrógeno.
Fuente: Base de Datos Institucional.

millones de pies cúbicos diarios), Macuspana (22.7 millones de pies cúbicos diarios), Poza-Rica Altamira (11.1 millones de pies cúbicos diarios) y Cinco Presidentes (3.3 millones de pies cúbicos diarios). El cumplimiento de la meta anual fue 88.7%.

En el cuarto trimestre de 2011, el aprovechamiento de gas fue 97.3% (sin incluir nitrógeno), 3.6 puntos porcentuales más que en octubre-diciembre de 2010, como resultado de las acciones emprendidas en el proyecto Cantarell para administrar la explotación de la zona de transición, la construcción de infraestructura para el manejo y transporte de gas en plataformas marinas y el incremento de la confiabilidad operativa de los equipos existentes para el manejo de gas. El aprovechamiento fue 1.3 puntos porcentuales inferior a la meta del trimestre, debido a una mayor producción de gas con alto contenido de nitrógeno en la Región Marina Noreste, lo que impacta el nivel de aprovechamiento.

- El volumen de gas enviado a la atmósfera fue 169 millones de pies cúbicos diarios, sin considerar 29.4 millones de pies cúbicos de nitrógeno.

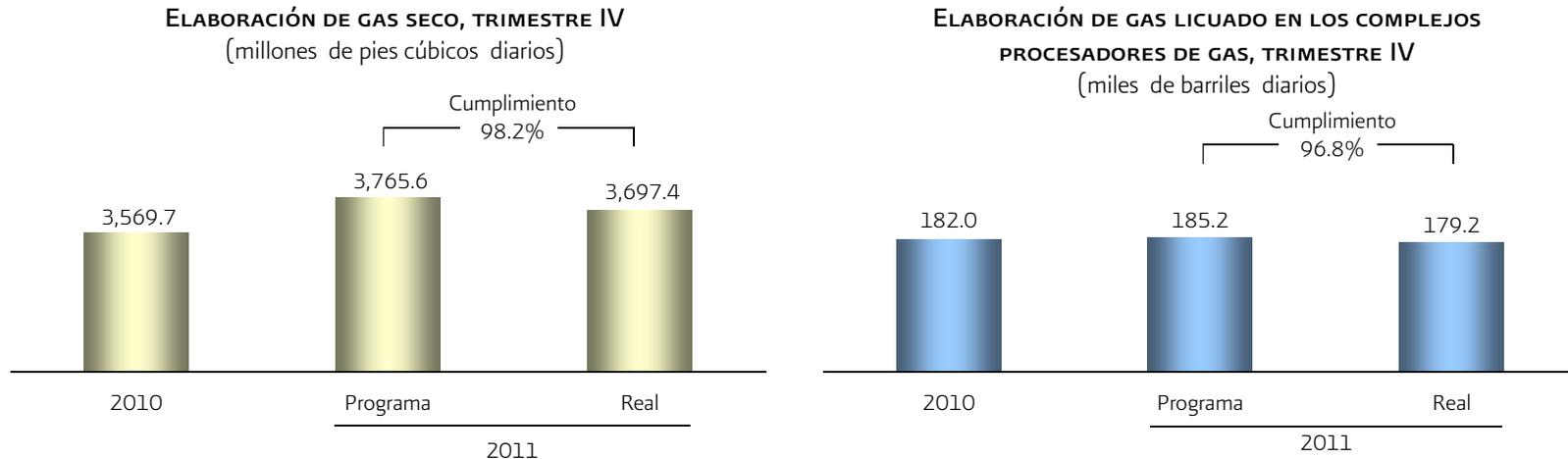
En 2011, el aprovechamiento de gas natural fue 96.2% (sin incluir nitrógeno), lo que significó un aumento de 2.2 puntos porcentuales respecto al año previo, como resultado de las acciones emprendidas en Cantarell para administrar la explotación en la zona de transición, la construcción de infraestructura para el manejo y transporte de gas natural en plataformas marinas y el incremento de la confiabilidad operativa de los equipos existentes para el manejo de gas. Respecto a la meta, el aprovechamiento fue menor en 1.6 puntos porcentuales.

- El volumen de gas enviado a la atmósfera fue 249.2 millones de pies cúbicos diarios, en los que no se incluyen 100.8 millones de pies cúbicos diarios de nitrógeno.

1.4 PROCESO DE GAS NATURAL Y LÍQUIDOS DEL GAS

En el cuarto trimestre de 2011, el proceso de gas húmedo promedió 4,511.7 millones de pies cúbicos diarios (75.3% húmedo amargo y 24.7% húmedo dulce), 2.9% mayor que en el mismo periodo del año anterior, que se explica por el incremento de 13.3% en la entrega de gas húmedo dulce, principalmente del proveniente de la Región Norte. El cumplimiento de la meta fue 97.1%. Además, en este periodo se procesaron 53.9 miles de barriles diarios de condensados, 2% mayor respecto al mismo trimestre de 2010, como resultado del incremento de la oferta de condensados amargos. Respecto a la meta el cumplimiento fue 101.4%.

Durante el cuarto trimestre de 2011, acorde con la disponibilidad de gas húmedo dulce, la producción de gas seco registró 3,697.4 millones de pies cúbicos diarios, 3.6% superior a la del mismo periodo del año previo, lo que significó 98.2% de cumplimiento de la meta. Del fraccionamiento de líquidos se obtuvieron 371.9 miles de barriles diarios de productos, 1.1% menor al mismo periodo de 2010



Fuente: Base de Datos Institucional.

- En el cuarto trimestre la producción de gas licuado en los complejos procesadores de gas se redujo 1.5% al ubicarse en 179.2 miles de barriles diarios; estos resultados no incluye el gas licuado del Sistema Nacional de Refinación (SNR), que se obtiene de la refinación del petróleo crudo, ni el proveniente del Campo Nejo de Pemex-Exploración y Producción. La producción obtenida significó 96.8% de lo programado.
- De etano se obtuvieron 113.2 miles de barriles diarios, 3.2% inferior al mismo periodo del año previo, con 86.6% de cumplimiento del programa. La obtención de gasolinas naturales (naftas) promedió 78.2 miles de barriles diarios, 1.4% mayor al mismo periodo de 2010, con un cumplimiento de 97.4% del programa. En el Complejo Procesador de Gas Arenque se produjeron 1.4 miles de barriles diarios de líquidos, cantidad 0.1 miles de barriles diarios menor al cuarto trimestre 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 159.4 miles de toneladas, 1.3% menor al periodo octubre-diciembre de 2010, con un cumplimiento de 85.1% del programa, principalmente por el bajo contenido de ácido sulfhídrico en las corrientes de gas amargo de las regiones marinas y del Mesozoico. 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 IV					ENERO-DICIEMBRE				
	2010	2011		VAR. (%) 11/10	CUMPL. (%) REAL/PROG.	2010	2011		VAR. (%) 11/10	CUMPL. (%) REAL/PROG.
		PROG.	REAL				PROG.	REAL		
Gas seco (MMpcd)	3,569.7	3,765.6	3,697.4	3.6	98.2	3,618.2	3,684.7	3,691.6	2.0	100.2
Gas licuado 1/ (Mbd)	182.0	185.2	179.2	-1.5	96.8	184.2	186.2	185.4	0.7	99.6

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 cuarto trimestre de 2011 promedió 204.9 miles de barriles diarios y de enero-diciembre de 2011 fue 209.3 miles de barriles diarios.

Fuente: Base de Datos Institucional.

En 2011, se procesaron 4,527.4 millones de pies cúbicos diarios de gas húmedo en los complejos procesadores de gas (76.1% de gas húmedo amargo y 23.9% de gas húmedo dulce), volumen 1.2% superior al mismo periodo del año anterior como resultado de una mayor disponibilidad de gas húmedo dulce proveniente del Activo Integral Aceite Terciario del Golfo en los complejos procesadores de gas Poza Rica y La Venta, con un cumplimiento 98.6% de la meta del periodo. El proceso de condensados fue 56.6 miles de barriles diarios, 7.4% superior al del año anterior, esto derivado del aumento en la oferta de condensados provenientes de las regiones marinas.

La producción de gas seco alcanzó 3,691.6 millones de pies cúbicos diarios, 2% mayor del año anterior. Del fraccionamiento de líquidos se obtuvieron 389.2 miles de barriles diarios de productos, 1.5% superior al mismo periodo de 2010.

- En 2011, la producción de gas licuado en los complejos procesadores de gas creció 0.7%, al alcanzar 185.4 miles de barriles diarios (no incluye el gas licuado del SNR, ni el de Pemex-Exploración y Producción), 99.6% de lo programado.
- La producción de etano fue 120.6 miles de barriles diarios, 0.9% mayor a 2010, con un cumplimiento de 95.3% de la meta; y la de gasolinas naturales (naftas) 81.7 miles de barriles diarios, 3.8% superior, que representó 101.6% de la meta.

- En el Complejo Procesador de Gas Arenque se obtuvieron 1.5 miles de barriles diarios de líquidos, 0.1 miles de barriles diarios más que en el periodo equivalente del año previo.

La recuperación de azufre totalizó 636.1 miles de toneladas, 5.1% menos que en 2010, con un cumplimiento de 87.4% de la meta programada para el periodo.

1.5 PRODUCCIÓN DE PETROLÍFEROS Y GAS LICUADO

Durante el trimestre octubre-diciembre de 2011, el crudo procesado en el Sistema Nacional de Refinación promedió 1,178.8 miles de barriles diarios, volumen 11.8% superior al del periodo equivalente del año previo, que no obstante representó un cumplimiento de la meta de 84.1%, debido a los siguientes factores:

- Ajustes a los programas de proceso y producciones, sobre todo por baja comercialización de combustóleo y asfalto en las Refinerías de Salamanca y Tula.
- Diferimiento en el programa de proceso en la refinería de Minatitlán por retraso en puesta en operación de plantas nuevas del proyecto de reconfiguración. Asimismo, se requirió más tiempo para la estabilización de la planta Maya.
- Se llevó a cabo un bajo proceso en las refinerías de Cadereyta y Madero por altos inventarios de gasóleos de coquizadora.
- Se tomó más tiempo del programado un correctivo de la hidrosulfuradora de gasóleos en las refinerías de Madero y Cadereyta. Asimismo, se presentaron correctivos en las plantas primarias de la refinería de Tula.

Del crudo procesado durante el trimestre, correspondieron 729.8 miles de barriles diarios a crudo ligero, lo que representó 61.9% del total, 4.2 puntos porcentuales por abajo del mismo trimestre del año anterior y 5.9 puntos porcentuales más que en el programa. De crudo pesado, se procesaron 447.5 miles de barriles diarios, equivalente a 38% del total, proporción que alcanzó 4.2 puntos porcentuales por arriba del mismo periodo del año previo. El proceso de crudo reconstituido ascendió a 1.5 miles de barriles diarios, equivalente a 0.1% del total, proporción similar a la del cuarto trimestre del año previo. Asimismo, no se registró proceso de crudo superligero.

Durante 2011, el proceso de crudo en el SNR ascendió a 1,166.7 miles de barriles diarios, volumen 1.5% inferior al procesado el año previo, con 85.8% de cumplimiento de la meta. Del crudo procesado durante el año, 732.1 miles de barriles diarios fueron de crudo ligero, que representó 62.8% del total, proporción del mismo orden a la de 2010 y 6.5 puntos porcentuales por arriba del estimado en la meta; de crudo pesado se procesaron 433.1 miles de barriles diarios, equivalente a 37.1% del total, 6.7 puntos porcentuales menor a lo estimado; de crudo reconstituido se procesaron 1.6 miles de barriles diarios, equivalente a 0.1% del total. No se registró proceso de crudo superligero en el año.

PROCESO DE PETRÓLEO CRUDO POR REFINERÍA

(miles de barriles diarios)

REFINERÍA	TRIMESTRE IV					ENERO-DICIEMBRE				
	2010	2011		VAR. (%) 11/10	CUMPL. (%) REAL/PROG.	2010	2011		VAR. (%) 11/10	CUMPL. (%) REAL/PROG.
		PROG.	REAL				PROG.	REAL		
SISTEMA NACIONAL DE REFINACIÓN	1,054.6	1,401.4	1,178.8	11.8	84.1	1,184.1	1,359.0	1,166.7	-1.5	85.8
Cadereyta	140.6	220.0	197.8	40.7	89.9	176.9	209.0	170.6	-3.6	81.6
Madero	87.9	160.0	115.6	31.5	72.3	126.4	153.3	117.5	-7.0	76.6
Minatitlán	164.9	246.0	146.3	-11.3	59.5	158.7	234.1	151.9	-4.3	64.9
Salamanca	168.5	189.0	145.5	-13.6	77.0	185.9	186.4	170.7	-8.2	91.6
Salina Cruz	223.7	303.0	298.5	33.4	98.5	270.0	296.2	279.4	3.5	94.3
Tula	269.1	283.4	275.1	2.2	97.1	266.2	279.9	276.6	3.9	98.8

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

Fuente: Base de Datos Institucional.

La producción total de petrolíferos y gas licuado de las diferentes áreas productivas de Petróleos Mexicanos en el cuarto trimestre de 2011, promedió 1,377.5 miles de barriles diarios, volumen 7.5% superior al periodo equivalente del año anterior, con un cumplimiento del programa de 83.8%. Se suman en el total a la producción de Pemex-Refinación, 179.2 miles de barriles diarios de gas licuado procedentes de los complejos procesadores de gas, 2.5 miles de barriles diarios de gas licuado del Campo Nejo de Pemex-Exploración y Producción y 0.7 miles de barriles diarios de gasnafta procedente de Pemex-Petroquímica.

PRODUCCIÓN TOTAL DE PETROLÍFEROS Y GAS LICUADO

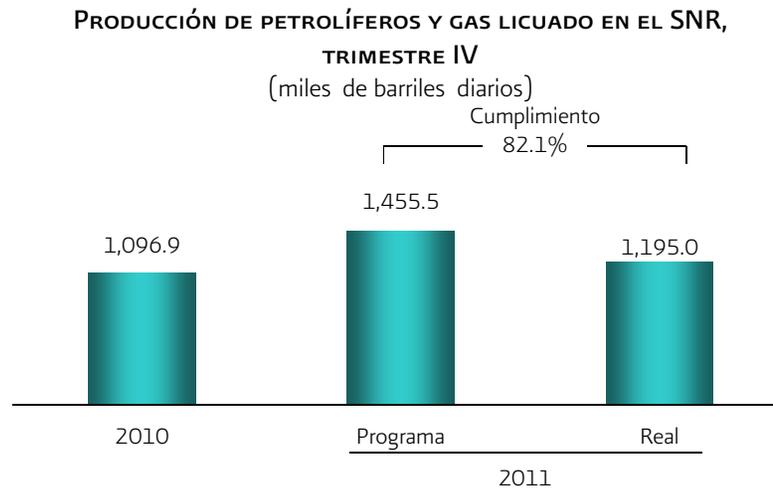
(miles de barriles diarios)

ORIGEN	TRIMESTRE IV					ENERO-DICIEMBRE				
	2010	2011		VAR. (%) 11/10	CUMPL. (%) REAL/PROG.	2010	2011		VAR. (%) 11/10	CUMPL. (%) REAL/PROG.
		PROG.	REAL				PROG.	REAL		
TOTAL	1,281.7	1,643.8	1,377.5	7.5	83.8	1,415.8	1,598.1	1,378.7	-2.6	86.3
Pemex-Refinación	1,096.9	1,455.5	1,195.0	8.9	82.1	1,229.1	1,408.7	1,190.2	-3.2	84.5
Pemex-Gas y Petroquímica Básica	182.0	185.2	179.2	-1.5	96.8	184.2	186.2	185.4	0.7	99.6
Pemex-Exploración y Producción	2.0	2.4	2.5	25.0	104.2	1.9	2.3	2.4	26.3	104.3
Pemex-Petroquímica	0.8	0.8	0.7	-12.5	87.5	0.6	0.8	0.6	0.0	75.0

Fuente: Base de Datos Institucional.

Con respecto a la producción obtenida en Pemex-Refinación se tuvo el comportamiento siguiente:

Entre octubre y diciembre de 2011, la producción aumentó 8.9% respecto al mismo periodo de 2010, al promediar 1,195 mil barriles diarios, con un cumplimiento de la meta de 82.1%. Las principales causas de las disminuciones en volumen se explican por los incumplimientos en los programas de proceso de crudo, así como porque los rendimientos fueron más bajos.



Fuente: Base de Datos Institucional.

- La elaboración de gas licuado en el cuarto trimestre del año fue 23.2 miles de barriles diarios, con lo que el cumplimiento de la meta alcanzó 80%, no obstante que dicho volumen fue 10% superior a la elaboración en el trimestre octubre-diciembre del año previo. Estos datos no incluyen el gas licuado proveniente de la mezcla de butanos, ya considerado en la producción de los complejos procesadores de gas.
- La elaboración de gasolinas se ubicó en 400.5 miles de barriles diarios, 5.5% mayor a la del mismo periodo de 2010 y alcanzó un cumplimiento de 77% del programa, debido a las dificultades asociadas al menor proceso de crudo, así como por menores rendimientos.
- La elaboración de turbosina promedió 55.3 miles de barriles diarios, 32.9% por arriba de lo registrado en 2010, con un cumplimiento de 86.3% del programa en el periodo.

- De diesel se elaboraron 270.5 miles de barriles diarios, volumen que representó 5.3% de aumento respecto al mismo trimestre del año previo; el cumplimiento de la meta fue 66.7%. La producción de Diesel UBA fue 63.7 miles de barriles diarios, cifra 22.9% menor comparada con la del mismo trimestre del año previo, con un cumplimiento de 63.7% de la meta programada
- La elaboración de combustóleo fue 305.1 miles de barriles diarios, 3.7% mayor que en el cuarto trimestre de 2010; el cumplimiento de la meta ascendió a 109.2%.
- La producción de otros petrolíferos promedió 140.5 miles de barriles diarios, 35.7% por arriba de la del cuarto trimestre del año previo, con un cumplimiento de 89% de la meta. Estos productos consideran 62.4 miles de barriles diarios de petróleo crudo equivalente de gas seco de refinerías, 34.9 miles de barriles diarios de coque, 26.6 miles de barriles diarios de asfaltos, 3 mil barriles diarios de lubricantes, 12.9 miles de barriles diarios de aceite cíclico ligero, 0.5 miles de barriles diarios de parafinas, 0.1 miles de barriles diarios de extracto furfural y 0.1 miles de barriles diarios de aeroflex.

Durante 2011, Petróleos Mexicanos produjo un total de 1,378.7 miles de barriles diarios de productos petrolíferos y gas licuado, volumen 2.6% inferior al realizado en el año anterior, y que representó un cumplimiento del programa de 86.3%. Se suman en el total, además de la producción de Pemex-Refinación, 185.4 miles de barriles diarios de gas licuado procedentes de los complejos procesadores de gas, 2.4 miles de barriles diarios de gas licuado del Campo Nejo de Pemex-Exploración y Producción y 0.6 miles de barriles diarios de gasnafta procedente de Pemex-Petroquímica.

La producción en Pemex-Refinación durante el ejercicio 2011 fue 1,190.2 miles de barriles diarios, volumen 3.2% inferior al de 2010, con un cumplimiento de 84.5%, por haberse registrado un proceso de crudo por debajo del correspondiente a 2010, así como a la meta.

- De gas licuado se elaboraron 21.4 miles de barriles diarios, 16.1% menos que en el periodo equivalente del año previo, con un cumplimiento de la meta de 79.6%. Estos datos no incluyen el gas licuado proveniente de la mezcla de butanos.
- La elaboración de gasolinas en el periodo enero-diciembre de 2011 promedió 400.3 miles de barriles diarios. La gasolina Pemex Magna alcanzó 81% del total, Pemex Magna UBA 15.4%, Pemex Premium 3.4% y las otras gasolinas 0.2%.
- La turbosina registró una elaboración promedio de 56.3 miles de barriles diarios, 8.5% por arriba de lo registrado en 2010, con un cumplimiento de 90.8% del programa en el periodo.

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

CONCEPTO	TRIMESTRE IV					ENERO-DICIEMBRE				
	2010	2011		VAR. (%) 11/10	CUMPL. (%) REAL/PROG.	2010	2011		VAR. (%) 11/10	CUMPL. (%) REAL/PROG.
		PROG.	REAL				PROG.	REAL		
TOTAL	1,096.9	1,455.5	1,195.0	8.9	82.1	1,229.1	1,408.7	1,190.2	-3.2	84.5
GAS LICUADO ^{1/}	21.1	29.0	23.2	10.0	80.0	25.5	26.9	21.4	-16.1	79.6
GASOLINAS	379.7	519.9	400.5	5.5	77.0	424.2	501.0	400.3	-5.6	79.9
Pemex Magna	317.9	374.1	321.1	1.0	85.8	341.2	361.3	324.2	-5.0	89.7
Pemex Magna UBA	55.2	93.0	62.9	13.9	67.6	67.3	90.0	61.7	-8.3	68.6
Pemex Premium	6.1	52.6	16.5	170.5	31.4	12.5	49.2	13.7	9.6	27.8
Otras	0.5	0.2	0.0	-100.0	0.0	3.1	0.5	0.7	-77.4	140.0
TURBOSINA	41.6	64.1	55.3	32.9	86.3	51.9	62.0	56.3	8.5	90.8
DIESEL	256.9	405.4	270.5	5.3	66.7	289.5	385.2	273.8	-5.4	71.1
Pemex Diesel	174.2	301.4	206.8	18.7	68.6	221.0	285.2	193.6	-12.4	67.9
Pemex Diesel UBA	82.6	100.0	63.7	-22.9	63.7	67.7	96.2	80.1	18.3	83.3
Otros	0.0	4.0	0.0	-	-	0.8	3.8	0.1	-87.5	2.6
COMBUSTÓLEO	294.2	279.3	305.1	3.7	109.2	322.3	286.4	307.5	-4.6	107.4
OTROS PETROLÍFEROS ^{2/}	103.5	157.8	140.5	35.7	89.0	115.8	147.2	131.0	13.1	89.0

1/No incluye gas licuado proveniente de la mezcla de butanos.

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

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

Fuente: Base de Datos Institucional.

- En el caso del diesel, se elaboraron 273.8 miles de barriles diarios, volumen que representa una disminución de 5.4% respecto a 2010; el cumplimiento de la meta fue 71.1%. La producción de Pemex Diesel UBA fue 80.1 miles de barriles diarios, con un aumento de 18.3% respecto a la del año previo y representó 29.3% del total, con un cumplimiento de 83.3% respecto a la meta.
- La elaboración de combustóleo ascendió a 307.5 miles de barriles diarios, lo que representa una disminución de 4.6% respecto a enero-diciembre de 2010, aunque supera 7.4% la meta.
- Los otros petrolíferos promediaron 131 mil barriles diarios, 13.1% por arriba de lo registrado en el año previo, con un cumplimiento de 89% de la meta. Los productos que forman parte de esta clasificación son: 62.6 miles de barriles diarios de petróleo crudo equivalente de

gas seco de refinerías, 31.1 miles de barriles diarios de coque, 26.1 miles de barriles diarios de asfaltos, 3.7 miles de barriles diarios de lubricantes, 6.3 miles de barriles diarios de aceite cíclico ligero, 0.7 miles de barriles diarios de parafinas, 0.2 miles de barriles diarios de extracto de furfural y 0.2 miles de barriles diarios de aeroflex.

1.6 PRODUCCIÓN DE PETROQUÍMICOS

En el cuarto trimestre de 2011, la producción de petroquímicos totalizó 3,615.1 miles de toneladas, con una disminución de 3.8% respecto al periodo similar del año anterior, derivado de una menor elaboración de los productos petroquímicos básicos y desregulados, que no fue compensada por la mayor producción de materia prima para negro de humo y gasolinas naturales (naftas). Con relación al programa trimestral alcanzó un cumplimiento de 78.2%. La producción total se integró por 44.6% de petroquímicos básicos y 55.4% de desregulados.

La producción de petroquímicos básicos fue 1,611.6 miles de toneladas, 2.9% menor al cuarto trimestre 2010, con un cumplimiento de 84.8% de la meta, sobre todo por una disminución de 20.2 miles de toneladas de etano, proveniente de Pemex-Gas y Petroquímica Básica, así como de 68.8 miles de toneladas de pentano de los complejos petroquímicos.

En el cuarto trimestre de 2011 se elaboraron 2,003.5 miles de toneladas de petroquímicos desregulados, 4.4% menor con respecto a lo reportado en el mismo periodo de 2010. En los complejos petroquímicos se obtuvieron 1,675.5 miles de toneladas, en refinerías 168.6 miles de toneladas (propileno, azufre, anhídrido carbónico e isopropanol) y 159.4 miles de toneladas de azufre en los complejos procesadores de gas.

El comportamiento por cadenas de la producción proveniente de los complejos petroquímicos, de octubre a diciembre de 2011 fue el siguiente:

- La producción de derivados del metano alcanzó 567.9 miles de toneladas, 12.8% menor con respecto al mismo trimestre del año previo, debido a que no operó una planta de amoniaco durante 42 días por control de inventarios de este producto. El cumplimiento de la meta del cuarto trimestre de 2011 fue 88.6%.
- La elaboración de derivados del etano fue 636.5 miles de toneladas, 9.2% mayor con respecto al mismo periodo del año anterior, con un cumplimiento 74.9% de la meta, como resultado de la disminución en la producción de dicloroetano, cloruro de vinilo, etileno, polietilenos, óxido de etileno y glicoles etilénicos, debido a la suspensión de operaciones de la planta de oxígeno del Complejo Petroquímico Morelos provocado por lluvias torrenciales, asimismo por la salida de operación de la planta de óxido de etileno y glicoles por falta de materia prima y las plantas de polímeros por falta de nitrógeno. Otra causa fue el ensuciamiento del sistema de refrigeración de la planta de Clorados III.

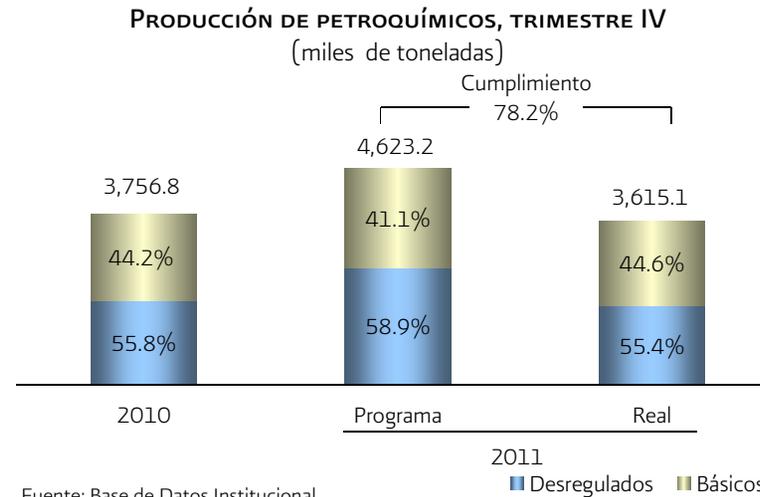
PRODUCCIÓN DE PETROQUÍMICOS
(miles de toneladas)

CONCEPTO	TRIMESTRE IV					ENERO-DICIEMBRE				
	2010	2011		VAR. (%) 11/10	CUMPL. (%) REAL/PROG.	2010	2011		VAR. (%) 11/10	CUMPL. (%) REAL/PROG.
		PROG.	REAL				PROG.	REAL		
TOTAL	3,756.8	4,623.2	3,615.1	-3.8	78.2	15,650.7	17,512.7	15,124.7	-3.4	86.4
PETROQUÍMICOS BÁSICOS	1,660.0	1,899.5	1,611.6	-2.9	84.8	6,801.2	7,456.4	6,674.2	-1.9	89.5
Naftas (gasolina natural)	752.6	783.7	762.8	1.4	97.3	3,045.0	3,111.4	3,162.7	3.9	101.6
Etano	612.8	684.4	592.6	-3.3	86.6	2,482.5	2,634.1	2,504.8	0.9	95.1
Butanos	10.3	6.2	10.9	5.8	175.8	43.7	24.6	47.0	7.6	191.1
Pentanos	179.5	148.5	110.7	-38.3	74.5	752.5	589.1	472.5	-37.2	80.2
Hexano	13.6	14.7	10.9	-19.9	74.1	50.9	58.4	44.7	-12.2	76.5
Heptano	5.8	6.0	4.3	-25.9	71.7	20.1	23.7	19.2	-4.5	81.0
Materia prima-negro de humo	85.5	256.0	119.4	39.6	46.6	406.4	1,015.0	423.2	4.1	41.7
PETROQUÍMICOS DESREGULADOS	2,096.8	2,723.7	2,003.5	-4.4	73.6	8,849.5	10,056.3	8,450.5	-4.5	84.0

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

Fuente: Base de Datos Institucional.

- La cadena de aromáticos y derivados registró 214.8 miles de toneladas, volumen menor 23.4% al mismo periodo del año anterior, con un cumplimiento de 62.3%. Las variaciones se explican principalmente por la disminución en la producción de hidrocarburos de alto octano, derivado de que el volumen de gasolinas producido durante este cuarto trimestre de 2011, ha estado influido por la decisión de negocio de disminuir la producción de componentes para gasolina con el propósito de mejorar los resultados económicos de la cadena, ante el incremento en los precios de la materia prima y los bajos precios de la gasolina base octano y de los hidrocarburos de alto octano.
- En la cadena de propileno y derivados la producción fue 8.6 miles de toneladas, con una reducción de 61.1% con respecto al cuarto trimestre de 2010, con un cumplimiento de 32% de la meta, debido principalmente a que la planta de acrilonitrilo del Complejo Petroquímico de Morelos estuvo fuera de operación durante 86 días por incremento en los inventarios del producto.
- Otros productos. Se obtuvieron 247.8 miles de toneladas (sin contar 136.9 miles de toneladas de pentanos, butanos, hexano y heptano, ya incluidos en los petroquímicos básicos), 7.9% menos que en el cuarto trimestre de 2010, debido a que la mayoría de los productos registraron ese comportamiento. Con relación a la meta del periodo octubre-diciembre de 2011, el cumplimiento fue 72.9%.



En el cuarto trimestre de 2011, en los complejos petroquímicos también se produjeron 106.3 miles de toneladas de petrolíferos (gasolina base octano, gasolina amorfa, nafta pesada y gasnafta), que están contempladas en el apartado de petrolíferos. Este volumen fue 27.5% inferior al mismo trimestre del año previo y 17.9% menor al programa como resultado de la decisión de negocio adoptada para la producción de gasolinas a fin de mejorar los resultados económicos.

De enero a diciembre de 2011, la producción de petroquímicos totalizó 15,124.7 miles de toneladas, 3.4% inferior con respecto al año anterior, como resultado de la reducción de la producción de petroquímicos básicos y desregulados, con relación al programa se logró un cumplimiento de 86.4%.

- La producción de petroquímicos básicos fue 6,674.2 miles de toneladas, 1.9% inferior con respecto al año previo, con un cumplimiento de 89.5% de la meta. Disminuyó la elaboración de materia prima para negro de humo 58.3%, hexano 23.5%, pentanos 19.8%, heptano 19% y etano 4.9%.
- La elaboración de petroquímicos desregulados fue 8,450.5 miles de toneladas, 4.5% menos que en el mismo periodo de 2010. En los complejos petroquímicos se obtuvieron 7,120.6 miles de toneladas, en refinerías 693.8 miles de toneladas (propileno, azufre, anhídrido carbónico e isopropanol) y 636.1 miles de toneladas de azufre en los complejos procesadores de gas.

PRODUCCIÓN DE PETROQUÍMICOS DESREGULADOS
(miles de toneladas)

CONCEPTO	TRIMESTRE IV					ENERO-DICIEMBRE				
	2010	2011		VAR. (%) 11/10	CUMPL. (%) REAL/PROG.	2010	2011		VAR. (%) 11/10	CUMPL. (%) REAL/PROG.
		PROG.	REAL				PROG.	REAL		
TOTAL	2,096.8	2,723.7	2,003.5	-4.4	73.6	8,849.5	10,056.3	8,450.5	-4.5	84.0
PEMEX-PETROQUÍMICA	1,806.0	2,202.2	1,675.5	-7.2	76.1	7,465.8	8,076.9	7,120.6	-4.6	88.2
DERIVADOS DEL METANO	651.3	640.8	567.9	-12.8	88.6	2,281.5	2,210.4	2,306.5	1.1	104.3
Amoniaco	260.8	259.4	206.9	-20.7	79.8	898.9	925.0	867.3	-3.5	93.8
Anhídrido carbónico	374.6	335.4	317.8	-15.2	94.8	1,366.7	1,193.5	1,288.6	-5.7	108.0
Metanol	15.9	46.0	43.2	171.7	93.9	15.9	91.9	150.6	847.2	163.9
DERIVADOS DEL ETANO	583.1	850.1	636.5	9.2	74.9	2,830.9	3,129.6	2,750.4	-2.8	87.9
Cloruro de vinilo	13.5	67.2	12.9	-4.4	19.2	187.4	244.5	168.4	-10.1	68.9
Dicloroetano	21.6	108.9	23.5	8.8	21.6	306.4	396.4	274.9	-10.3	69.3
Etileno	257.4	335.4	287.2	11.6	85.6	1,125.8	1,241.4	1,124.3	-0.1	90.6
Glicoles etilénicos	46.0	48.6	45.2	-1.7	93.0	198.3	173.5	168.2	-15.2	96.9
Óxido de etileno	80.1	98.4	90.4	12.9	91.9	372.5	372.1	354.6	-4.8	95.3
Polietilenos	164.4	191.6	177.3	7.8	92.5	640.5	701.7	660.0	3.0	94.1
PROPILENO Y DERIVADOS	22.1	26.9	8.6	-61.1	32.0	84.5	99.1	61.9	-26.7	62.5
Acetonitrilo	0.4	0.8	-	-100.0	-	2.0	3.1	1.8	-10.0	58.1
Ácido cianhídrico	1.7	1.7	0.4	-76.5	23.5	6.0	6.2	4.2	-30.0	67.7
Acrilonitrilo	15.4	16.6	3.6	-76.6	21.7	55.5	61.2	39.1	-29.5	63.9
Propileno	4.6	7.8	4.5	-2.2	57.7	21.1	28.6	16.8	-20.4	58.7
AROMÁTICOS Y DERIVADOS	280.5	344.6	214.8	-23.4	62.3	1,042.2	1,323.7	923.0	-11.4	69.7
Aromáticos pesados	1.9	-	1.7	-10.5	-	7.8	-	7.3	-6.4	-
Aromina 100	9.4	12.9	9.0	-4.3	69.8	40.8	51.1	40.3	-1.2	78.9
Benceno	33.5	41.4	23.8	-29.0	57.5	117.6	164.3	117.8	0.2	71.7
Estireno	25.9	42.8	27.5	6.2	64.3	65.0	150.0	127.7	96.5	85.1
Etilbenceno	29.6	50.3	32.3	9.1	64.2	77.2	176.3	144.3	86.9	81.8
Fluxoil	0.6	1.3	0.6	-	46.2	2.4	4.7	2.8	16.7	59.6
Hidrocarburo de alto octano	104.8	117.8	59.6	-43.1	50.6	443.6	467.2	231.7	-47.8	49.6
Tolueno	49.0	50.6	39.0	-20.4	77.1	187.9	200.8	158.7	-15.5	79.0
Xilenos	25.9	27.6	21.3	-17.8	77.2	99.9	109.5	92.5	-7.4	84.5
OTROS	269.1	339.8	247.8	-7.9	72.9	1,226.8	1,314.1	1,078.8	-12.1	82.1
PEMEX-REFINACIÓN	129.3	334.2	168.6	30.4	50.4	713.8	1,251.6	693.8	-2.8	55.4
Anhídrido carbónico	2.3	-	3.7	60.9	-	23.3	-	14.1	-39.5	-
Azufre	58.7	138.0	82.3	40.2	59.6	321.8	509.8	323.4	0.5	63.4
Isopropanol	1.1	2.6	0.8	-27.3	30.8	5.3	9.5	4.1	-22.6	43.2
Propano-propileno	-	44.4	-	-	-	-	168.4	-	-	-
Propileno	67.2	149.1	81.8	21.7	54.9	363.4	564.0	352.2	-3.1	62.4
PEMEX-GAS Y PETROQUÍMICA BÁSICA	161.5	187.3	159.4	-1.3	85.1	670.0	727.8	636.1	-5.1	87.4
Azufre	161.5	187.3	159.4	-1.3	85.1	670.0	727.8	636.1	-5.1	87.4

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

1.7 MERCADO INTERNO

En México, al cierre de 2011, con base en datos del INEGI, el crecimiento del Producto Interno Bruto en el cuarto trimestre fue 0.42% respecto al trimestre previo, aumento inferior al 1.24% registrado en el periodo inmediato anterior. Con base en lo anterior, el crecimiento del PIB en el cuarto trimestre de 2011 fue 3.7% al compararlo con el mismo trimestre de 2010, lo que condujo a una tasa anual de crecimiento de la economía nacional de 3.9%, resultado de que el valor de dos de sus tres componentes se incrementó 4.2%, en el caso de las actividades terciarias y 3.8% en las secundarias, mientras que se registró una disminución de 0.6% en las primarias. En el caso de las actividades terciarias, el alza se debió al crecimiento de las actividades comerciales y de servicios que conforman este grupo. La reducción en las actividades primarias obedeció a una caída en la agricultura, en especial en el caso de algunos cultivos específicos.

En el ámbito de la actividad petrolera el crecimiento más significativo es el de las actividades secundarias, ya que en esta clasificación se encuentran la minería, electricidad, agua y suministro de gas por ductos al consumidor final, construcción, y las industrias manufactureras.

La actividad creciente en el sector manufacturero, no obstante que fue más moderada que en el año anterior, como consecuencia de la incertidumbre financiera y política del panorama internacional, representa un beneficio para Petróleos Mexicanos. Sin embargo, las condiciones adversas que imperan en los mercados internacionales, podrían aminorar aún más las expectativas de crecimiento de la economía nacional, aunque la solidez de los fundamentos y de las políticas económicas que se aplican en México ha probado ser un blindaje efectivo para los precios y las cuentas externas del país. Todo ello aunado a que la tendencia de los precios internacionales del petróleo ha mantenido su tendencia alcista en medio de la volatilidad de los mercados financieros foráneos.

VENTAS DE PETROLÍFEROS Y GAS LICUADO

En el cuarto trimestre de 2011, las ventas de petrolíferos y gas licuado en el mercado interno registraron 1,812.9 miles de barriles diarios, volumen 2.2% mayor al del mismo trimestre del año previo, en virtud de que se comercializaron mayores volúmenes de combustóleo, coque, diesel, gasolina Pemex Premium y turbosina, entre otros. Este volumen representa un cumplimiento de 94.1% de la meta trimestral.

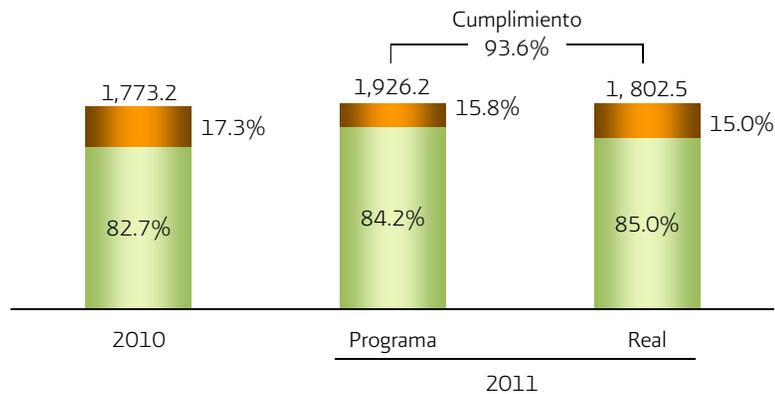
Las ventas de petrolíferos, sin considerar el gas licuado, ascendieron a 1,507.2 miles de barriles diarios, 2.8% superiores a las del cuarto trimestre de 2010, mientras el cumplimiento de la meta fue 92.9%, variación que se explica por la disminución de la producción respecto a la estimada debido a la reprogramación en el mantenimiento de las plantas en el SNR, así como al diferimiento en el inicio de operación de las

plantas del proyecto de reconfiguración de la refinería de Minatitlán, y el menor proceso de las refinerías de Cadereyta, Tula y Salamanca. En la demanda por producto destaca lo siguiente:

- De gasolinas automotrices se comercializaron 812.5 miles de barriles diarios, con una participación de 53.9% de las ventas totales de petrolíferos. El volumen fue 0.5% inferior al vendido entre octubre y diciembre de 2010, con un cumplimiento de 93.1% de la meta, debido a la menor afluencia de turismo carretero. Las cifras preliminares del INEGI, al cierre de 2011 reportan 2.7% de crecimiento en el número de vehículos de motor de gasolina en circulación, tanto públicos como privados,^{4/} respecto al año previo.
- La gasolina Pemex Magna, que incluye Pemex Magna UBA, registró ventas por 746.8 miles de barriles diarios, con una reducción de 1.5% respecto al cuarto trimestre de 2010 y un cumplimiento de 92.6% del programa. De Pemex Premium se vendieron 65.6 miles de barriles diarios, 12.9% más al periodo octubre-diciembre del año previo, con un cumplimiento de 99.5% de la meta programada.
- Al 31 de diciembre de 2011 se contaba con 9,637 estaciones de servicio en operación, 4.4% más que al cierre de 2010. En las zonas metropolitanas de Guadalajara, Monterrey y Valle de México se comercializaron 25.6% de gasolinas automotrices, 0.1 puntos porcentuales por arriba del total de enero a diciembre de 2010.

VENTAS INTERNAS DE PETROLÍFEROS Y GAS LICUADO, TRIMESTRE IV

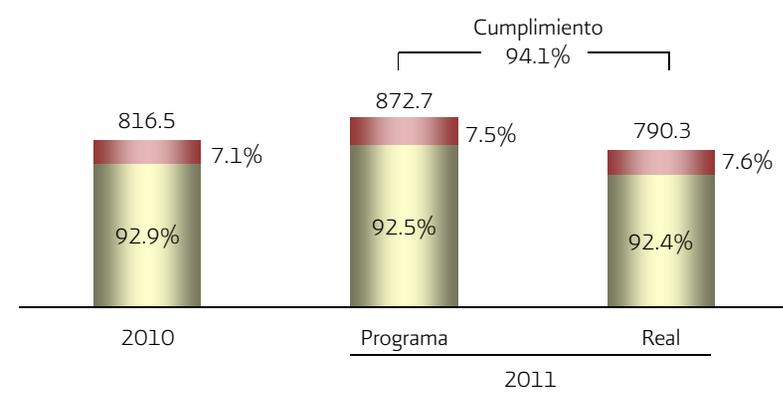
(miles de barriles diarios)



Fuente: Base de Datos Institucional.

VENTAS INTERNAS DE GASOLINAS AUTOMOTRICES, TRIMESTRE IV

(miles de barriles diarios)

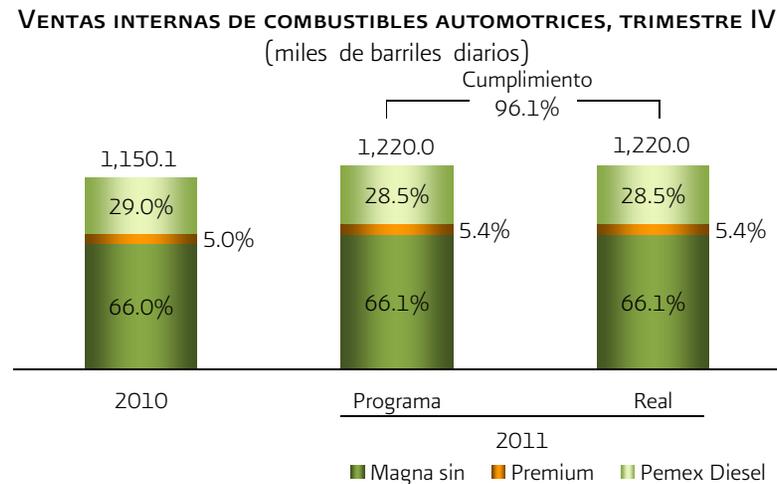


Fuente: Base de Datos Institucional.

4/ Fuente INEGI. Cifras preliminares estimadas con base en las ventas proporcionadas por la Asociación Mexicana de la Industria Automotriz (AMIA).

Las ventas de diesel alcanzaron 393.8 miles de barriles diarios, mismas que presentaron un crecimiento de 3% al compararlas con las del cuarto trimestre de 2010, debido al aumento de la actividad del sector de la construcción y a la reactivación del autotransporte de pasajeros y de carga. Al cierre de 2011, el INEGI reporta un aumento de 2% y 3.5% en el número de vehículos para transporte de pasajeros y de carga, respectivamente, comparado con el año previo. El cumplimiento de la meta fue 99.5%.

- El volumen de ventas de diesel para uso automotriz, Pemex Diesel, registró 336.1 miles de barriles diarios, 85.4% de la demanda total de diesel, con aumento de 0.8% respecto a octubre-diciembre de 2010 y un cumplimiento de 96.8% de la meta. En el Valle de México se vendió 9.3% del volumen total de Pemex Diesel.



Fuente: Base de Datos Institucional.

- El combustóleo mostró una demanda de 181.1 miles de barriles diarios, lo cual corresponde a un aumento de 11.6% de lo alcanzado en el cuarto trimestre de 2010 y un cumplimiento de 93.9% de la meta prevista. En la variación incide el comportamiento del consumo de la Comisión Federal de Electricidad (CFE).
- El combustóleo pesado vendido a la CFE promedió 161 mil barriles diarios, con un crecimiento de 22% si se compara con octubre-diciembre de 2010 debido a la necesidad de generar energía eléctrica por medio del combustóleo ante el bajo nivel de lluvias y las altas temperaturas registradas en el cuarto trimestre de 2011. El cumplimiento de la meta fue 99.9%.

- La venta de turbosina fue 55.7 miles de barriles diarios, mayor 12.5% respecto al cuarto trimestre de 2010 debido al aumento del turismo por vía aérea. El cumplimiento de la meta fue 92.1% ya que la reactivación estimada de las rutas áreas no alcanzó lo estimado.
 - De acuerdo a cifras preliminares del INEGI de enero a noviembre de 2011, el volumen de carga transportado por vía aérea y el número de vuelos nacionales e internacionales realizados en servicio regular, se redujeron en 3.4% y en 5%, respectivamente, si se comparan en igual periodo de 2010.
- De otros petrolíferos, tales como asfaltos, lubricantes, parafinas, coque y gasavión, gasnafta y gasóleos, se comercializaron 64.2 miles de barriles diarios, volumen 16.7% superior a la demanda observada entre octubre-diciembre de 2010 lo que significó un cumplimiento de 64% la meta del trimestre.
 - El coque promedió 32.8 miles de barriles diarios, 58.5% mayor al consumo del cuarto trimestre de 2010, con un cumplimiento de 56.9% de la meta. En ambos casos destacan las variaciones de disponibilidad del producto proveniente de las refinerías de Madero y Cadereyta, afectadas por problemas operativos y climatológicos durante el cuarto trimestre de 2011.
 - La venta de asfaltos fue 25.5 miles de barriles diarios, inferior 4.5% al resultado de octubre-diciembre de 2010, a causa de la reducción en la disponibilidad del producto debido a problemas operativos en refinerías. El cumplimiento de la meta fue 75.7%.
 - Los lubricantes registraron una demanda de 3.2 miles de barriles diarios, volumen que fue 30.4% inferior al comercializado en el cuarto trimestre de 2010 y cumplió 55.2% de la meta prevista. Ambas variaciones se explican por la baja disponibilidad de producto, originada por altos inventarios de combustóleo pesado y problemas operativos en la refinería de Salamanca.

De gas licuado se observaron ventas por 305.7 miles de barriles diarios, 0.6% menos que las registradas en octubre-diciembre de 2010, a causa de una temporada invernal menos severa que en el año anterior. El cumplimiento de la meta fue 100.5%. En el periodo destacan las ventas de la Terminal de Gas Licuado de Tepeji del Río que representaron 24.8% del volumen total.

En 2011, se vendieron 1,786.7 miles de barriles diarios de petrolíferos y gas licuado, volumen 1.4% mayor respecto a igual periodo de 2010, con un cumplimiento de 95.4% de la meta programada. La comercialización de petrolíferos, sin considerar el gas licuado, fue 1,501.9 miles de barriles diarios, 1.9% superior a la venta del año previo y equivalente a 94.7% de la meta programada. Sobresale el aumento de las ventas de combustóleo, diesel, gasolina Pemex Premium y turbosina, así como la reducción en las de gas licuado, gasolina Pemex Magna y coque, entre otros. El comportamiento en las ventas de los principales productos en 2011, se presenta a continuación:

- De gasolinas automotrices se comercializaron 799 mil barriles diarios, volumen 0.3% inferior al registrado en 2010, con un cumplimiento de 94.7% de la meta, a causa de que la demanda fue menor a lo estimado en el programa, aunque se aproximó a la registrada el año anterior. La importación de estos combustibles ascendió a 50.7% de sus ventas.
 - La gasolina Pemex Magna, con ventas por 738.6 miles de barriles diarios, disminuyó 0.7%, respecto a las de 2010 y cumplió con 94.8% de la meta programada. En el caso de la gasolina Pemex Premium, las ventas alcanzaron 60.5 miles de barriles diarios, mismas que fueron 4.7% superiores a las del año previo y presentaron un cumplimiento de 93.9%, de la meta.
- En el caso del diesel, las ventas fueron 383.6 miles de barriles diarios, mayores 3.4% si se compara con 2010. Destaca el cumplimiento de 99.8% de la meta y que 35.4% de su demanda se cubrió con importaciones.
 - La venta de Pemex Diesel promedió 330.6 miles de barriles diarios, equivalente a 86.2% del total, resultado que fue 1.7% mayor al de 2010 y que cumplió 98.3% de la meta programada. Alrededor de 9.5% de la demanda de Pemex Diesel se ubicó en el Valle de México.

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

CONCEPTO	TRIMESTRE IV					ENERO-DICIEMBRE				
	2010	2011		VAR. (%) 11/10	CUMPL. (%) REAL/PROG.	2010	2011		VAR. (%) 11/10	CUMPL. (%) REAL/PROG.
		PROG.	REAL				PROG.	REAL		
TOTAL	1,773.2	1,926.2	1,812.9	2.2	94.1	1,762.1	1,872.7	1,786.7	1.4	95.4
PETROLÍFEROS	1,465.6	1,622.0	1,507.2	2.8	92.9	1,474.2	1,585.2	1,501.9	1.9	94.7
GASOLINAS AUTOMOTRICES	816.5	872.7	812.5	-0.5	93.1	801.5	843.8	799.0	-0.3	94.7
Pemex Magna	758.5	806.8	746.8	-1.5	92.6	743.7	779.4	738.6	-0.7	94.8
Pemex Premium	58.1	65.9	65.6	12.9	99.5	57.8	64.4	60.5	4.7	93.9
TURBOSINA	49.5	60.5	55.7	12.5	92.1	55.8	62.1	56.1	0.5	90.3
DIESEL	382.3	395.6	393.8	3.0	99.5	371.1	384.2	383.6	3.4	99.8
Pemex Diesel	333.5	347.3	336.1	0.8	96.8	325.1	336.3	330.6	1.7	98.3
COMBUSTÓLEO	162.3	192.8	181.1	11.6	93.9	184.9	202.7	200.6	8.5	99.0
OTROS PETROLÍFEROS	55.0	100.3	64.2	16.7	64.0	60.9	92.3	62.5	2.6	67.7
GAS LICUADO	307.5	304.2	305.7	-0.6	100.5	287.9	287.4	284.8	-1.1	99.1

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

Fuente: Base de Datos Institucional.

- La comercialización de combustóleo ascendió a 200.6 miles de barriles diarios, 8.5% superior al volumen de 2010 y con un cumplimiento de 99% de la meta. De las ventas de combustóleo 12.5% fueron cubiertas por importaciones.
 - Del combustóleo pesado que representó 99.3% del consumo total de combustóleo, se vendieron 175.3 miles de barriles diarios a la CFE, demanda que aumentó 13.4% respecto a 2010 y que cumplió 103.1% de la meta programada.
- Las ventas de turbosina de 56.1 miles de barriles diarios, se situaron 0.5% por arriba de las ventas de enero-diciembre de 2010; y representaron un cumplimiento de 90.3% de la meta prevista. El tráfico aéreo continúa siendo bajo debido a la problemática en las líneas aéreas nacionales, dado que no se han podido sustituir en su totalidad los vuelos de la aerolínea que suspendió operaciones.
- De otros petrolíferos, incluidos los asfaltos, lubricantes, parafinas, coque, gasavión, gasnafta y gasóleos se comercializaron 62.5 miles de barriles diarios, 2.6% mayores a las ventas de 2010. El resultado cumplió con 67.7% del programa debido a que no se cumplieron las estimaciones en las ventas de los productos.
- La demanda de coque fue 31 mil barriles diarios, volumen 3.3% mayor al vendido en 2010, con un cumplimiento de la meta en 61.3%.
- La venta de asfaltos alcanzó 24.6 miles de barriles diarios, 4.2% superior al resultado del año previo y equivalente a 76.2% de la meta.
- Los lubricantes registraron una demanda de 4.2 miles de barriles diarios, volumen que fue 10.6% menor al comercializado en 2010 y cumplió con 73.7% de la meta prevista.

Las ventas de gas licuado alcanzaron 284.8 miles de barriles diarios que representan 1.1% de disminución, respecto a 2010 y un cumplimiento de 99.1% de la meta prevista. En 2011 destacan las importaciones de gas licuado que representaron 28.9% de las ventas internas, 1.5 puntos porcentuales más que las realizadas el año previo.

PRECIOS AL PÚBLICO DE GASOLINAS Y DIESEL

Continuó el aumento mensual de los precios al público de las gasolinas y diesel en los términos previstos en la política económica determinada por la SHCP para el ejercicio fiscal 2011 siendo los incrementos principales los siguientes ocho centavos por litro en el precio de Pemex Diesel y de la gasolina Pemex Magna, así como, y de cuatro centavos por litro en el precio de la gasolina Pemex Premium. Conforme al seguimiento de los precios nacionales y de las referencias internacionales, la SHCP determinó incrementar la variación en un centavo lo que se aplicó a partir del 9 de diciembre de 2011. Al cierre de 2011, las variaciones se registraron de la forma siguiente:

- Para el Pemex Diesel ocho centavos por litro entre enero y noviembre, mientras que en diciembre aumentó nueve centavos, así el precio de cierre de 2011 fue 10.09 pesos por litro.
- La gasolina Pemex Magna aumentó ocho centavos por litro de enero a noviembre, y nueve centavos en diciembre, tanto en la frontera norte como en el resto del país; con lo que al cierre de 2011 el precio fue 9.73 pesos por litro.
- La gasolina Pemex Premium se incrementó cuatro centavos por litro entre enero y noviembre, mientras que en diciembre aumentó cinco centavos; de esta forma el precio al cierre de 2011 se ubicó en 10.59 pesos por litro en el resto del país y en 10.20 pesos en la frontera norte.

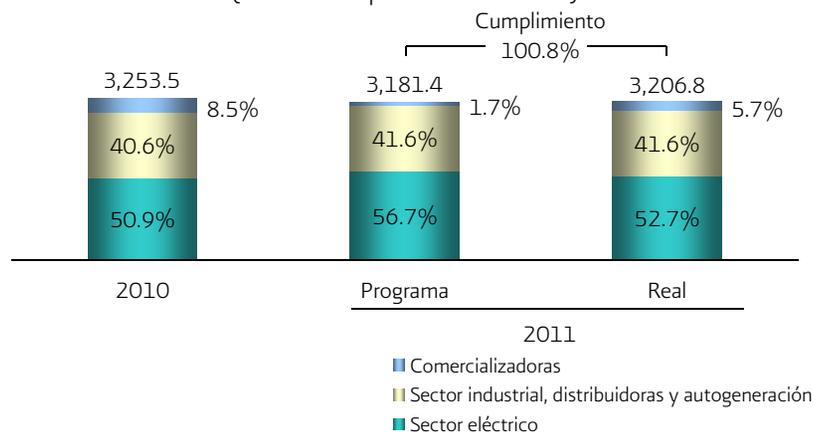
VENTAS DE GAS NATURAL SECO

En el cuarto trimestre de 2011, se comercializaron 3,206.8 millones de pies cúbicos diarios de gas natural seco, volumen 1.4% inferior al registrado en octubre-diciembre del año previo, no obstante el cumplimiento de la meta fue 100.8%, influidos ambos resultados por las ventas realizadas al sector comercial.

- El sector eléctrico demandó 1,688.5 millones de pies cúbicos diarios de gas natural, 1.9% de aumento si se compara con el cuarto trimestre de 2010. Este sector alcanzó una participación de 52.7% de las ventas, lo que superó en 1.7 puntos porcentuales a lo registrado en el cuarto trimestre de 2010. Las mayores ventas de gas natural se debieron a la competitividad del precio del gas natural respecto a los demás combustibles empleados en la generación de energía eléctrica. Con relación al programa se tuvo un cumplimiento de 93.6%.
- De octubre a diciembre de 2011, el consumo de gas natural del sector industrial y distribuidoras^{5/} creció 1.3% al alcanzar 1,335.4 millones de pies cúbicos diarios por los mayores consumos de los clientes en el norte del país. Respecto a la meta se tuvo un cumplimiento de 101%.
- En las comercializadoras^{6/} de gas natural, la demanda fue 182.9 millones de pies cúbicos diarios, 34.2% inferior al cuarto trimestre de 2010, a causa de una mayor disponibilidad de gas natural licuado en la terminal de regasificación de Altamira. Respecto al programa, las ventas al sector tuvieron 329.5% de cumplimiento.

5/ Incluye autogeneración de electricidad.

6/ 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.

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


En 2011 las ventas de gas natural seco alcanzaron 3,385.1 millones de pies cúbicos diarios, superiores 4% al año previo, que se explica por las mayores ventas al sector eléctrico. Con relación a la meta se tuvo 105.1% de cumplimiento.

- La venta de gas natural al sector eléctrico fue 1,884.3 millones de pies cúbicos diarios, 55.7% del total de las ventas internas de este combustible. Si se compara con 2010, la demanda del sector eléctrico aumentó 6.9% y se alcanzó un cumplimiento de 100.2%.
- El sector industrial-distribuidoras demandó 1,327.7 millones de pies cúbicos diarios de gas natural, 3% mayor al consumo del sector durante 2010, mientras que el programa se superó 3.4%.
- La venta a las comercializadoras de gas natural fue 173.1 millones de pies cúbicos diarios, 14.1% inferior a las ventas de 2010; mientras que se cumplió 311.9% de la meta.

VENTAS DE PETROQUÍMICOS BÁSICOS Y DESREGULADOS

En el cuarto trimestre de 2011, se comercializaron 960.9 miles de toneladas de petroquímicos, volumen 4.1% menor al registrado en octubre-diciembre de 2010, donde destacan, entre otros productos, amoniaco, anhídrido carbónico y acrilonitrilo. Con respecto a la meta se tuvo un

cumplimiento de 65.4%, como consecuencia de la comercialización menor a la prevista de petroquímicos desregulados y de materia prima para negro de humo (petroquímico básico). La variación proviene de una demanda menor a la esperada en petroquímicos como amoníaco, polietileno de baja densidad y acrilonitrilo por condiciones climatológicas y de mercado, principalmente, además de la menor disponibilidad de cloruro de vinilo y polietileno de alta densidad.

- Por clasificación, 85.7% del volumen comercializado correspondió a petroquímicos desregulados y 14.3% a básicos. Por organismo subsidiario, Pemex-Petroquímica comercializó 594 miles de toneladas, Pemex-Gas y Petroquímica Básica 300.1 miles de toneladas y Pemex-Refinación 66.7 miles de toneladas.

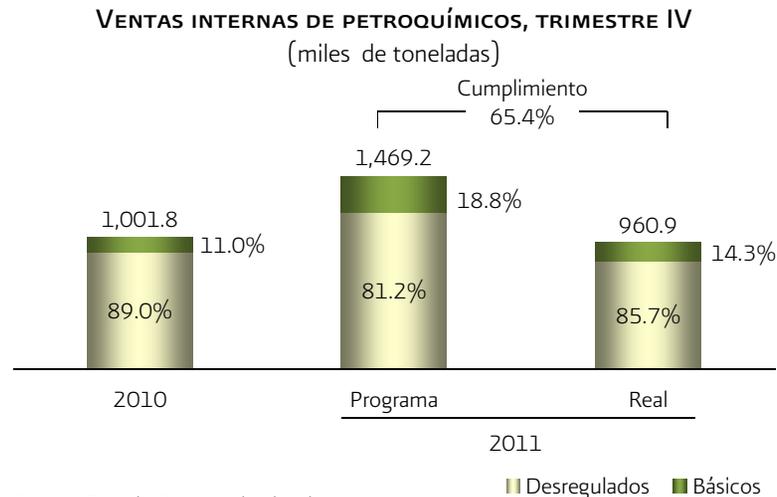
De octubre a diciembre de 2011, las ventas de petroquímicos básicos fueron 137.7 miles de toneladas, volumen 25% mayor a igual periodo del año previo, con un cumplimiento de 49.9% del programa. Sobresale el aumento de 30.9% que presentó la venta de 119.8 miles de toneladas de materia prima para negro de humo, respecto al cuarto trimestre de 2010, con un cumplimiento de 46.8% de la meta, además de que se situó en 87% de las ventas de petroquímicos básicos.

Al mercado nacional se destinaron 823.2 miles de toneladas de petroquímicos desregulados, volumen 7.7% inferior si se compara con el cuarto trimestre de 2010. Por organismo subsidiario, 72.2% correspondió a Pemex-Petroquímica, 17.7% a Pemex-Gas y Petroquímica Básica y 8.1% a Pemex-Refinación. A continuación se presenta el comportamiento de las ventas de Pemex-Petroquímica por cadena en el cuarto trimestre de 2011.

- **DERIVADOS DEL ETANO.** Las ventas ascendieron a 252.8 miles de toneladas, 5% superiores respecto al cuarto trimestre 2010, debido al incremento de la oferta de óxido de etileno y la recuperación en la demanda del polietileno de baja densidad, además de mejores precios si se comparan a los del año previo. El cumplimiento de 76.5% de la meta se debe al suministro de materia prima para elaborar glicoles, óxido de etileno, y polietilenos, y al mantenimiento de la planta de derivados clorados III en el Complejo Petroquímico Morelos, que se extendió hasta el cuarto trimestre de 2011.
 - Las ventas de polietilenos totalizaron 137.1 miles de toneladas, 2% más a las del cuarto trimestre de 2010, con un cumplimiento de 90% del programa. El polietileno de baja densidad participó con 105.2 miles de toneladas, 76.8% del volumen total de polietilenos vendidos; de manera que el resultado fue 5.7% mayor respecto del periodo que se compara y cumplió 97.6% la meta

- El óxido de etileno registró 57.3 miles de toneladas de ventas, 19.1% mayor al cuarto trimestre de 2010, mientras que la meta se cumplió en 90.4%. En ambas variaciones incidió la disponibilidad del producto.
 - De cloruro de vinilo se comercializaron 12.4 miles de toneladas, lo que significó un aumento de 27.8%, si se comparan con octubre-diciembre de 2010, con un cumplimiento de 18.5% de la meta.
 - La demanda de glicoles etilénicos se ubicó en 45.1 miles de toneladas y la de etileno en 0.9 miles de toneladas.
- **DERIVADOS DEL METANO.** Se destinaron 262.2 miles de toneladas a ventas internas, resultado 28.1% menor al registrado en el cuarto trimestre de 2010, mientras el cumplimiento de la meta fue 69.9%. En octubre y noviembre continuó el ascenso en el nivel de los precios para el amoniaco y el metanol, hasta noviembre, favorecido principalmente por las restricciones de la oferta a nivel internacional.
- El amoniaco concentró 67.8% de las ventas de derivados del metano, su demanda se ubicó en 177.7 miles de toneladas, 29.5% inferior a la de octubre-diciembre de 2010, con un cumplimiento de 61.4% del programa, a causa de condiciones climatológicas desfavorable para aplicación del producto, la sustitución de cultivos por aquellos con menores requerimientos de amoniaco, así como la salida de operación de una planta de amoniaco en Cosoleacaque, durante un mes y medio a partir del 15 de noviembre, que afectó la disponibilidad del producto.
 - La venta de anhídrido carbónico fue 57.5 miles de toneladas, 37% por abajo de la realizada en el cuarto trimestre de 2010, con un cumplimiento de 84.1% de la meta.
 - De metanol se comercializaron 26.9 miles de toneladas, 24.5% más que en octubre-diciembre de 2010, con cumplimiento de 155.5% de la meta, debido a la competitividad de los precios nacionales, respecto a los de importación.
- **AROMÁTICOS Y DERIVADOS.** La demanda de los petroquímicos de esta cadena alcanzó 66.1 miles de toneladas, 22.6% mayor a la del cuarto trimestre de 2010, debido a las mayores ventas de estireno. En el cumplimiento de 88% de la meta influyó el menor consumo de esta cadena petroquímica, así como la salida de operación de las plantas preparadoras de carga y el tren de aromáticos de Cangrejera.
- La comercialización de estireno ascendió a 29.4 miles de toneladas, 77.1% superior al volumen de octubre-diciembre de 2010 a causa de la mayor disponibilidad del producto para su venta. El cumplimiento de la meta fue 79.9%, resultado de un consumo menor al programa.

- De tolueno se comercializaron 20.6 miles de toneladas, 13.2 miles de toneladas de xilenos, 2.5 miles de toneladas de aromina 100, así como 0.6 miles de toneladas de benceno.
- **PROPILENO Y DERIVADOS.** Se vendieron 10.1 miles de toneladas, volumen 57.6% menor al registrado en el cuarto trimestre de 2010, con un cumplimiento de la meta de 38.4%; en ambos resultados influyó la menor comercialización de acrilonitrilo.
 - Se vendieron 7.1 miles de toneladas de propileno, 2.7% menor a la demanda de octubre-diciembre de 2010, con un cumplimiento de 87.7% de la meta. En ambas variaciones incidió la baja disponibilidad del producto en los procesos de las refinerías y problemas operativos en las plantas catalíticas,
 - De acrilonitrilo se vendieron 2.7 miles de toneladas, 81.8% menos respecto al cuarto trimestre de 2010, con un cumplimiento de 16.3% de la meta, debido a la suspensión de las compras de acrilonitrilo a partir de septiembre de 2011, ante la contracción del mercado de sus derivados.
- **DE OTROS PRODUCTOS.** La demanda total fue 2.9 miles de toneladas, 70.7% menor al reportado en octubre-diciembre de 2010, con un cumplimiento de 21.2 de la meta. La variación proviene de las ventas de 1.7 miles de toneladas de petroquímicos destinados a incineración, 77.3% inferior al cuarto trimestre de 2010.



En 2011, la comercialización de petroquímicos ascendió a 4,251.4 miles de toneladas, volumen 1.5% mayor al año previo, favorecida principalmente por mayor oferta de estireno y por mayor retiro, tanto de metanol como de polietileno lineal de baja densidad, dada su competitividad en precio. Con respecto a la meta se tuvo un cumplimiento de 75.3% sobre todo por ventas menores a las esperadas de materia prima para negro de humo (petroquímico básico); así como de propileno, amoniaco, cloruro de vinilo, polietilenos, ácido muriático, acrilonitrilo, estireno, óxido de etileno y tolueno, entre otros, todos estos últimos petroquímicos desregulados.

En el volumen vendido durante 2011, los petroquímicos básicos representaron 12.1% y los desregulados 87.9%. Por organismo subsidiario, Pemex-Petroquímica comercializó 2,794.6 miles de toneladas, Pemex-Gas y Petroquímica Básica 1,164.9 miles de toneladas y Pemex-Refinación 292 mil toneladas. La demanda de petroquímicos básicos fue 514.4 miles de toneladas, mayor 4.9% a la alcanzada en 2010, con un cumplimiento de 47% de la meta. Los petroquímicos desregulados registraron 3,737 mil toneladas de ventas, mayores 1.1% al volumen de 2010.; respecto a la meta se tuvo un cumplimiento de 82%. Para Pemex-Petroquímica, el comportamiento por cadena se presenta a continuación:

- **DERIVADOS DEL ETANO.** Las ventas totalizaron 1,171.9 miles de toneladas, 2.6% menores respecto a 2010, con un cumplimiento 88.3% de la meta, debido al mantenimiento de la planta de etileno del Complejo Petroquímico Morelos y a problemas de abasto de etano que afectaron la producción de derivados, durante septiembre y octubre; además de problemas operativos en el Complejo Petroquímico Pajaritos.
 - La demanda de polietilenos participó con 589.7 miles de toneladas, 50.3% del total de la cadena de derivados del etano; que cumplió en 89.8% de la meta. Sobresalen las ventas del polietileno lineal de baja densidad que ascendieron a 185.7 miles de toneladas, nivel récord desde que inició la operación de la planta Swing.
 - De glicoles etilénicos y cloruro de vinilo se vendieron 167.3 miles de toneladas y 170 mil toneladas, respectivamente, volúmenes menores en 15% y 8.2% a los vendidos en 2010, con un cumplimiento de la meta de 98.4% y 69.5%. La variación en el cloruro de vinilo se explica por problemas de producción en el Complejo Petroquímico Pajaritos.
 - En la cadena de derivados del etano, destaca el óxido de etileno con ventas de 241.3 miles de toneladas, superior en 2.8% respecto a 2010 y cumplimiento de 95.6% de la meta, así como el etileno con 3.5 miles de toneladas, 9.4% mayor al año previo y cumplimiento de 89.7% del programa.

VENTAS INTERNAS DE PETROQUÍMICOS

(miles de toneladas)

CONCEPTO	TRIMESTRE IV					ENERO-DICIEMBRE				
	2010	2011		VAR. (%) 11/10	CUMPL. (%) REAL/PROG.	2010	2011		VAR. (%) 11/10	CUMPL. (%) REAL/PROG.
		PROG.	REAL				PROG.	REAL		
TOTAL	1,001.8	1,469.2	960.9	-4.1	65.4	4,187.2	5,649.1	4,251.4	1.5	75.3
Básicos	110.2	276.0	137.7	25.0	49.9	490.3	1,094.4	514.4	4.9	47.0
Desregulados	891.7	1,193.2	823.2	-7.7	69.0	3,696.9	4,554.7	3,737.0	1.1	82.0
POR ORGANISMO SUBSIDIARIO										
Pemex-Gas y Petroquímica Básica	247.8	471.0	300.1	21.1	63.7	1,078.1	1,874.4	1,164.9	8.1	62.1
Pemex-Refinación	60.9	177.6	66.7	9.5	37.6	325.0	667.3	292.0	-10.2	43.8
Pemex-Petroquímica	693.1	820.6	594.0	-14.3	72.4	2,784.1	3,107.4	2,794.6	0.4	89.9
PEMEX-PETROQUÍMICA, POR CADENA										
Derivados del etano	240.7	330.5	252.8	5.0	76.5	1,203.8	1,327.5	1,171.9	-2.6	88.3
Derivados del metano	364.8	375.0	262.2	-28.1	69.9	1,234.0	1,344.4	1,256.2	1.8	93.4
Aromáticos y derivados	53.9	75.1	66.1	22.6	88.0	207.8	285.9	265.3	27.7	92.8
Propileno y derivados	23.8	26.3	10.1	-57.6	38.4	78.0	99.7	69.5	-10.9	69.7
Otros ^{1/}	9.9	13.7	2.9	-70.7	21.2	60.5	50.0	31.6	-47.8	63.2

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.

- **DERIVADOS DEL METANO.** Las ventas de amoníaco, metanol y anhídrido carbónico totalizaron 1,256.2 miles de toneladas, 1.8% superior a la demanda de 2010, favorecidas por el precio y restricciones internacionales, así como por disponibilidad de los derivados, como consecuencia del buen desempeño de las plantas de amoníaco y metanol. El cumplimiento de la meta fue 93.4%.
 - Las ventas de amoníaco participaron con 66.3% del total de la cadena de derivados del metano al registrar 833 mil toneladas, cifra 0.9% superior a las ventas de 2010, con un cumplimiento de 83.3% de la meta. En las ventas destacan el efecto combinado de las condiciones internacionales, que apoyaron el alza de los precios de los derivados del amoníaco, el nivel de consumo del amoníaco, ante las severas sequías que afectaron el ciclo de cultivo durante 2011, además de la salida de operación de una planta de amoníaco durante 42 días, por control de inventarios.

- De anhídrido carbónico se comercializaron 309.2 miles de toneladas, volumen 4.9% menor a las ventas de 2010, con un cumplimiento de 113.3% de la meta.
- El metanol registró ventas por 114 mil toneladas, con aumento de 36.2%, respecto a 2010, y cumplimiento de 159% de la meta, debido a que la disponibilidad del producto, proveniente del Complejo Petroquímico Independencia, mantuvo su competitividad y precio respecto a las importaciones.
- **AROMÁTICOS Y DERIVADOS.** La comercialización alcanzó 265.3 miles de toneladas, 27.7% mayor a la del año previo, con un cumplimiento de 92.8% de la meta, influida por el ajuste a la baja de los precios debido a la fuerte contracción del mercado de los derivados de esta cadena petroquímica; del volumen vendido 45.4% fue de estireno, 30.7% de tolueno, 19.1% de xilenos, 3.9% de aromina 100 y 0.9% de benceno.
 - La venta de estireno fue 120.6 miles de toneladas, 110.8% superior al volumen de 2010, con un cumplimiento de 90.3% de la meta que obligó a colocar los excedentes del producto en el mercado de exportación. De tolueno se comercializaron 81.4 miles de toneladas, 8.8% menos al año previo, resultado que ascendió a 88.7% de la meta programada.
- **PROPILENO Y DERIVADOS.** En 2011 se vendieron 69.5 miles de toneladas, 10.9% inferiores a las del año previo, con un cumplimiento de 69.7% de la meta., De ácido cianhídrico se comercializaron 4.1 miles de toneladas, de propileno 26.4 miles de toneladas y de acrilonitrilo 39.1 miles de toneladas. En la variación de la cadena de propileno y derivados incidió la disminución en la disponibilidad de acrilonitrilo, durante agosto, y la suspensión de retiros de este petroquímico por parte del cliente principal, debido a la contracción del mercado.
- **DE OTROS PRODUCTOS.** De ácido muriático, ceras polietilénicas y mezcla de petroquímicos destinados a incineración se comercializaron 31.6 miles de toneladas, 47.8% menor a las ventas de 2010, con un cumplimiento de 63.2% de la meta. En ambas variaciones destaca el ácido muriático con ventas que pasaron de 27.4 miles de toneladas en 2010 a 8.4 miles de toneladas en 2011, con un cumplimiento de la meta de 18.2%.

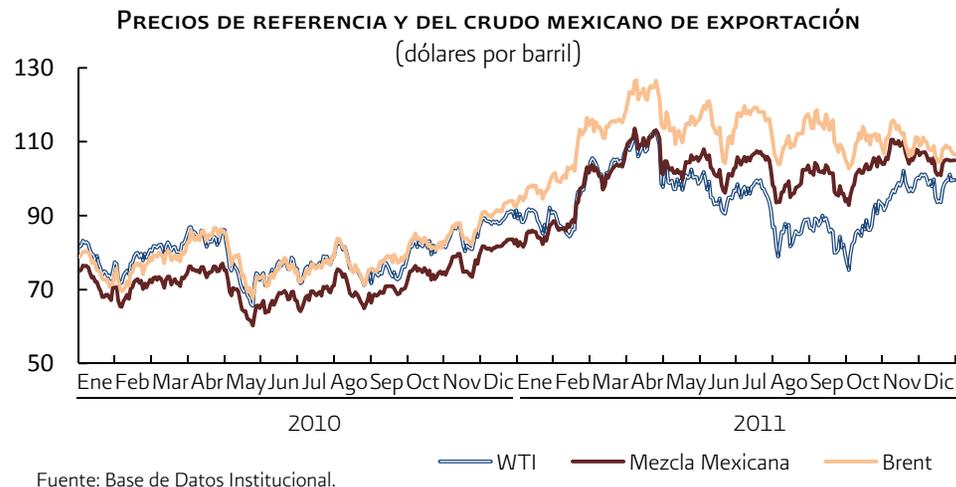
1.8 MERCADO INTERNACIONAL

MERCADO PETROLERO INTERNACIONAL

Durante el cuarto trimestre de 2011, los precios de los crudos marcadores en el mercado internacional de los hidrocarburos tuvieron un comportamiento ligeramente al alza. El Brent del Mar del Norte y el West Texas Intermediate (WTI) registraron precios promedio de 109.35

dólares por barril y 94.02 dólares por barril, lo que significó 26.5% y 10.4% más que los obtenidos en el mismo periodo del año previo, respectivamente. Al cierre del trimestre, los crudos marcadores alcanzaron ganancias, ante la expectativa en los mercados de que los ministros de finanzas de la zona euro pudieran concretar medidas para ayudar a combatir la crisis financiera del bloque. En Estados Unidos (EU) ocurrió una caída de inventarios de petróleo, según lo reportado por la Administración de Información Energética de Estados Unidos (EIA, por sus siglas en inglés), al mismo tiempo que se daban las amenazas de Teherán en cortar el suministro de petróleo en el Estrecho de Ormuz, en caso de que su producción sufriera un embargo para presionar el cese del programa nuclear que lleva a cabo. Contribuyó a incrementar la volatilidad en los mercados y en los precios del crudo el temor a que el sector bancario europeo entrara en una etapa de mayores dificultades.

El precio promedio de la mezcla mexicana de exportación alcanzó en noviembre su valor máximo dentro del cuarto trimestre de 2011, al registrar 107.43 dólares por barril, 38.7% más alto que el del mismo mes del año previo, aumento que ocurrió ante la incertidumbre de que Grecia e Italia logren resolver sus problemas de deuda. En diciembre el precio de la mezcla mexicana disminuyó a 104.94 dólares por barril, siguiendo una tendencia similar a la de los crudos marcadores. En cuanto al tipo de crudo, el Olmeca promedió en el cuarto trimestre de 2011 111.99 dólares por barril, el Istmo 108.12 dólares y el Maya 102.73 dólares por barril, lo que significa un crecimiento de 31.8%, 30.7% y 34.5% en el mismo orden, en relación al periodo equivalente del año previo.



Los factores que influyeron más significativamente en la variación de los precios del petróleo crudo en el ámbito internacional durante el cuarto trimestre de 2011 fueron:

Al alza

- El recorte de la tasa de interés de la zona euro por el Banco Central Europeo como medida para estabilizar los montos de efectivo en circulación.
- Menores solicitudes de apoyo por desempleo a los gobiernos, respecto a lo esperado.
- La mayor posibilidad de que el gobierno griego someta a consulta de la comunidad europea el plan de rescate económico.
- La creciente expectativa de que el nuevo gobierno griego impulse en mayor medida los apoyos económicos de los países de la zona.
- Italia fortaleció su presencia en el mercado al ser capaz de colocar exitosamente nuevos instrumentos de deuda en el medio financiero.
- La disminución de las negociaciones de futuros de petróleo al acercarse el fin de año por efecto de las festividades navideñas.
- El buen desempeño mostrado por los mercados bursátiles en Wall Street, al haber inversionistas que adquirieron coberturas petroleras.

A la baja

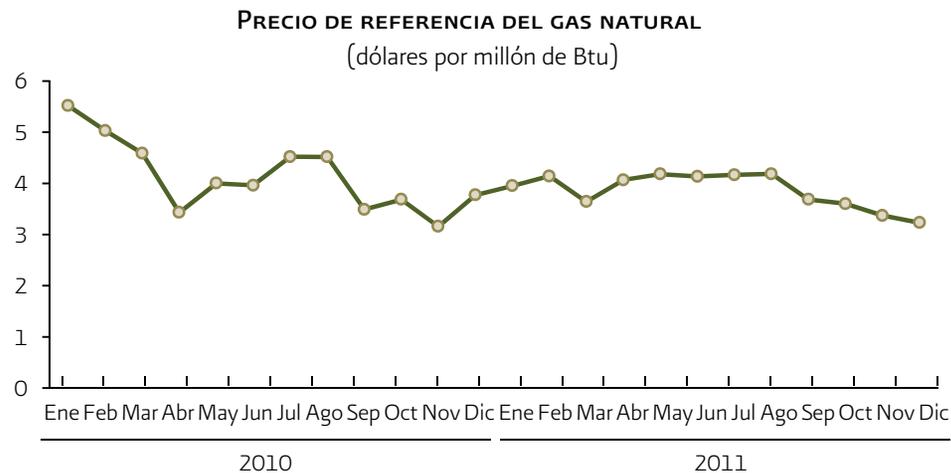
- Al inicio de noviembre de 2011, los rendimientos de los bonos italianos subieron al nivel más alto desde la adopción del euro, en medio de caídas estrepitosas de las acciones europeas originadas por la turbulencia política en Italia al agobio de sus deudas.
- El exceso de la deuda soberana en Grecia hizo que los ahorradores temieran el derrumbe de su sistema bancario o la posible reconversión a su antigua moneda, el dracma, lo que representaría una pérdida de valor en sus ahorros, por lo que hicieron retiros muy fuertes de los bancos. Estos a su vez llegaron a ofrecer tasas de interés de hasta 7%, para evitar los retiros de los capitales, todo lo cual incidió en una mayor desestabilización de los mercados.
- Los problemas de deuda de EU pronosticaron una limitación en el crecimiento económico internacional y a la vez una menor demanda de combustibles. Todo ello aunado a la mayor sensibilidad de la respuesta del mercado financiero de EU ante la problemática europea.
- En diciembre se fortalecieron las señales de una desaceleración económica en Europa, superior a los pronósticos, lo que generó pesimismo en los inversionistas en torno a la demanda de los combustibles, que se acentuó por la incertidumbre del crecimiento económico de China.

- Las solicitudes de seguro por desempleo aumentaron en EU en forma inesperada, lo cual provocó que las bolsas en Wall Street tuvieran desempeños negativos, con bajas de los futuros del petróleo y apreciación de la cotización del dólar.
- Las expectativas manifiestas respecto a la recuperación de la producción petrolera en Libia, interrumpida durante la guerra civil, que se espera que en los próximos meses contribuya al incremento de la oferta al alcanzar nuevamente alrededor de 1.6 millones de barriles diarios.

MERCADO INTERNACIONAL DE GAS NATURAL

El precio del gas natural en México se establece como el costo de oportunidad de vender el gas mexicano en la frontera con Texas, lugar donde existe la posibilidad de flujo de importación y exportación. Por lo que, la canasta de Reynosa se forma con base en los precios de referencia del sur de Texas en EU.

Durante el periodo octubre-diciembre de 2011, el precio promedio de referencia internacional del gas natural, se ubicó en 3.40 dólares por millón de Btu, lo que al compararlo con el mismo periodo del año previo, representa una disminución de 0.14 dólares por millón de Btu, equivalente a 4% de disminución.



Fuente: Base de Datos Institucional.

Cabe señalar, que la caída de precios se debe en gran parte a la desaceleración económica y a una mayor producción de gas natural, impulsada por el aumento de la producción del gas de lutitas (*Shale Gas*) y con ello del uso de la perforación horizontal y fracturamiento hidráulico, que permite acceder a mayores volúmenes de gas con menor número de pozos.

Los factores que más influyeron en el comportamiento de los precios de referencia del gas natural, en 2011 fueron:

- En el último trimestre del año, la producción de gas natural en EU se considera históricamente la más alta, al alcanzar un promedio de 62.3 miles de millones de pies cúbicos diarios, volumen 6.3% mayor al del periodo equivalente de 2010. Este aumento, obedece al crecimiento de 45.4% en la producción de fuentes no convencionales (gas de lutitas) que aumentó de un promedio de 15.9 miles de millones de pies cúbicos diarios en 2010, a 23 mil millones de pies cúbicos diarios en 2011, con lo que la participación de éstas en la producción total se incrementó de 27% en 2010 a 37% en 2011.
- Durante 2011, la demanda de gas natural en EU registró un promedio de 67.2 miles de millones de pies cúbicos diarios, volumen 2.1% mayor al registrado en 2010. El sector que presentó el mayor crecimiento fue el eléctrico, con un 3% de incremento, al requerir 20.8 miles de millones de pies cúbicos diarios, en virtud de que los precios del gas fueron comparativamente menores a los de otros combustibles. Por su parte, el sector Industrial consumió 18.5 miles de millones de pies cúbicos diarios, apoyado por una leve recuperación económica, que se tradujo en un incremento de 2.2% respecto al nivel promedio de 2010. Los sectores residencial y comercial registraron de manera conjunta un consumo promedio de 21.8 miles de millones de pies cúbicos diarios, lo cual representó una contracción de 1.8%, por un clima menos frío en el último trimestre de 2011, en relación con el año precedente.

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

SECTORES	ENERO-DICIEMBRE		
	2010	2011	VAR. (%)
TOTAL	65.8	67.2	2.1
Residencial y comercial	22.2	21.8	-1.8
Eléctrico	20.2	20.8	3.0
Industria	18.1	18.5	2.2
Otros consumos	5.3	6.1	15.1

Fuente: PIRA, Energy Group, 20 de diciembre de 2011.

En 2011, las importaciones de EU provenientes de Canadá disminuyeron 9% al promediar 6.3 miles de millones de pies cúbicos diarios, como resultado del incremento de la producción interna en EU y los menores precios del gas natural, en comparación con los observados en Europa y Asia. En el mismo sentido, el comportamiento de las importaciones de gas natural licuado se ubicaron en 0.8 miles de millones de pies cúbicos diarios, volumen 30.8% menor que el registrado en el año anterior.

Dado el nivel de globalización del mercado del gas natural, y puesto que todo el gas que actualmente exporta Canadá se destina a EU, la desaceleración económica en EU es el motivo principal de inquietud para los exportadores canadienses de gas natural, ya que su economía ha perdido impulso debido al mercado laboral débil, con una menor calificación crediticia, y la problemática en el mercado de la vivienda de su cliente. Esto, combinado con la creciente producción de gas natural en EU, puede reducir aún más la demanda de las exportaciones canadienses.

El nivel de almacenamiento de gas natural en EU, al cierre de diciembre de 2011, alcanzó 3,472 mil millones de pies cúbicos, cifra récord para esta época del año, que es superior 365 mil millones de pies cúbicos al volumen registrado en 2010 y 457 mil millones de pies cúbicos al promedio de los últimos cinco años. Lo anterior como resultado de un invierno menos frío al esperado, aunado a los aumentos de la producción interna durante todo el año.

MÁRGENES DE REFINACIÓN EN EL SNR Y EN EU

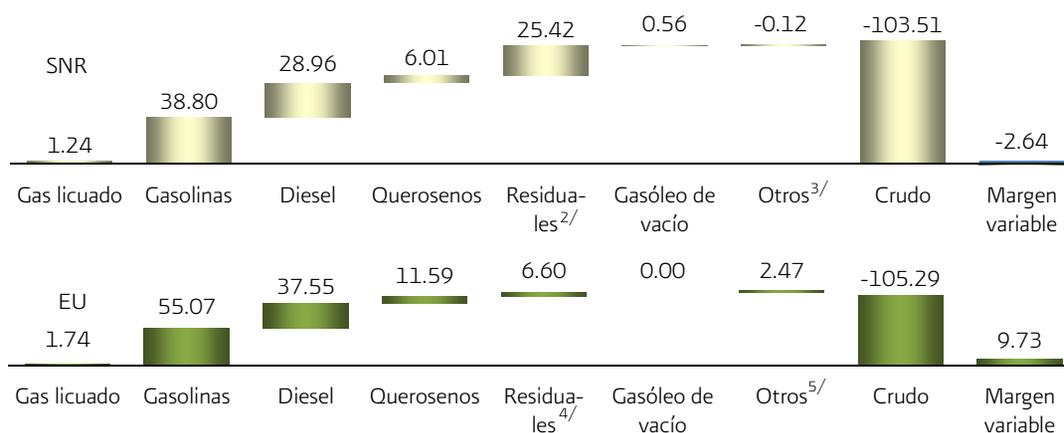
Durante el tercer y cuarto trimestres de 2011, los márgenes variables obtenidos en el Sistema Nacional de Refinación (SNR) y en EU, presentaron trayectorias similares. El margen nacional disminuyó 0.47 dólares, de -2.17 a -2.64 dólares por barril, mientras que el de EU disminuyó 9.60 dólares, de 19.12 a 9.52 dólares por barril.

Igualmente, ambas regiones observaron una evolución en el mismo sentido en sus márgenes, al relacionar los cuartos trimestres de 2010 y 2011. El estadounidense perdió 3.84 dólares, al disminuir de 13.36 a 9.52 dólares por barril, mientras que el nacional observó una pérdida de 3.33 dólares, al pasar de 0.69 a -2.64 dólares por barril.

La diferencia de 12.16 dólares por barril en los márgenes variables durante el cuarto trimestre de 2011 a favor de EU, con respecto a los del SNR, se debe a que el país vecino tiene rendimientos más altos de productos ligeros, mayores niveles de eficiencia operativa y una mejor configuración de sus refinerías.

En el cuarto trimestre de 2011, la contribución de las gasolinas al margen de EU, superó en 41.9 % (16.27 dólares) a la del SNR, con 55.07 y 38.80 dólares por barril de crudo procesado, respectivamente. El rendimiento de gasolinas por barril de crudo procesado fue 48.3% en la industria estadounidense y 32.9% en la nacional.

COMPARACIÓN DE LOS MÁRGENES VARIABLES DE REFINACIÓN, OCTUBRE-DICIEMBRE, 2011^{1/}
(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.

Los rendimientos de diesel promediaron 29.5% y 22.9% en el sistema estadounidense y en el SNR, en ese mismo orden, y aportaron 37.55 y 28.96 dólares por barril, respectivamente. Los querosenos, con un rendimiento de 9.3% en EU, aportaron 11.59 dólares por barril al margen y en el SNR con 4.7% de la producción, su contribución fue 6.01 dólares por barril.

En residuales, el SNR sobrepasó la aportación de EU en 18.82 dólares por barril (25.42 frente a 6.60 dólares), diferencia que se explica por los rendimientos: 31.1% en el SNR y 11.4% en EU.

El SNR tuvo aportaciones negativas de “otros petrolíferos” por 0.12 dólares, que en el caso del gasóleo de vacío fueron 0.56 dólares por barril. El sistema estadounidense registró cuotas por 2.47 dólares por barril para los “otros petrolíferos”. La aportación del gas licuado fue 1.74 dólares por barril para EU y 1.24 dólares por barril para el nacional.

El SNR registró egresos por el petróleo crudo empleado como materia prima por 1.78 dólares por barril, menores al observado en EU, al promediar 103.51 y 105.29 dólares por barril, respectivamente.

MÁRGENES VARIABLES DE REFINACIÓN DEL SNR Y DE EU
(dólares por barril)

PERIODO	SNR	EU	EU-SNR
2010	-0.21	10.53	10.74
Trimestre I	-0.38	7.73	8.11
Trimestre II	0.35	10.76	10.41
Trimestre III	-1.41	10.19	11.60
Trimestre IV	0.69	13.36	12.67
2011	0.09	14.81	14.90
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

Fuente: Base de datos Pemex-Refinación.

BALANZA COMERCIAL DE LA INDUSTRIA PETROLERA NACIONAL

En el periodo octubre-diciembre de 2011, la balanza comercial de Petróleos Mexicanos registró un superávit de 6,759.1 millones de dólares, 24.5% superior al del mismo periodo del año anterior, como resultado del aumento de 2,607.6 millones de dólares en los ingresos por exportaciones, que compensaron el incremento de 1,275.9 millones de dólares en las importaciones. Con cumplimiento de 176.7% de la meta.

La exportación de hidrocarburos alcanzó 14,680.5 millones de dólares, 21.6% mayor a la del cuarto trimestre de 2010, con un cumplimiento de la meta de 187.6%. Por tipo de producto, la participación en los ingresos de exportación fue: petróleo crudo 87.7%, petrolíferos y gas licuado 7.5%, gasolina natural (naftas) 4.2%, petroquímicos 0.4% y condensados 0.2%.

De octubre a diciembre de 2011, las importaciones de Petróleos Mexicanos ascendieron a 7,921.5 millones de dólares, 19.2% superiores al mismo periodo del año anterior, el cumplimiento de la meta fue 197.9%. De las importaciones totales, 87.2% fueron petrolíferos, 9.2% gas licuado, 3.3% gas natural y 0.3% petroquímicos.

En el cuarto trimestre de 2011, el ingreso de divisas por exportación de petróleo crudo totalizó 12,871.5 millones de dólares, 19.5% por arriba de lo registrado en el mismo trimestre del año previo, producto del aumento en el precio del crudo exportado. Por tipo de crudo, la mezcla mexicana de exportación fue; Maya (78%), Olmeca (14.2%) e Istmo (7.8%), que en conjunto promediaron 1,339.4 miles de barriles diarios, 10.5% menos que en el mismo trimestre del año anterior, con un cumplimiento del programa de 119.3%.

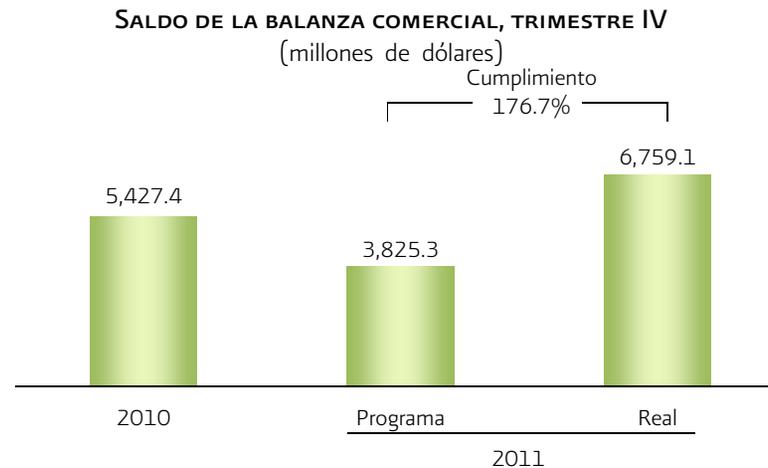
- Los principales destinos del petróleo crudo de exportación fueron: Estados Unidos, 80.5%; España, 9.8%; China, 3.8%; India, 3.6%; países del Convenio de San José, 1.7% y Canadá 0.6%.

En el periodo octubre-diciembre de 2011, el saldo de la balanza comercial de gas natural fue deficitaria 262.3 millones de dólares, 18.3% superior al registrado en el mismo trimestre del año previo; resultado del aumento en los volúmenes de importación de este producto y de la reducción en exportación. Respecto al programa de este trimestre, el déficit fue 16.1% mayor.

- Por exportación de gas natural se obtuvieron 0.3 millones de dólares, 91.2% menos si se compara con octubre-diciembre de 2010, debido a la disminución de 88.3% en el volumen comercializado en el exterior (8.3 millones de pies cúbicos diarios), vinculada a la menor producción de gas asociado y no asociado. No se programó exportar este producto en el cuarto trimestre.
- El gasto por importación de gas natural ascendió a 262.5 millones de dólares, 16.6% mayor que el registrado en el periodo octubre-diciembre de 2010, con un cumplimiento de 116.2%, por el aumento en el volumen importado que promedió 732 millones de pies cúbicos diarios, 26.4% superior al mismo trimestre del año previo, como resultado de la menor oferta de gas directo de campos. Dicho volumen representó 22.8% de las ventas nacionales.

En el cuarto trimestre de 2011, el saldo de la balanza comercial de productos petrolíferos y gas licuado fue deficitario 6,533 millones de dólares, 15.8% mayor al del mismo periodo de 2010, respecto a la meta se cumplió 205.3%. Lo anterior resultó del aumento en la exportación de productos petrolíferos y a mayor precio.

- Las divisas por exportación de petrolíferos y gas licuado totalizaron 1,100.9 millones de dólares, 53% mayores a las obtenidas en el cuarto trimestre de 2010, con un cumplimiento de la meta de 204.9%. Este comportamiento se debió sobre todo al mayor volumen exportado de combustóleo, en comparación con el mismo periodo del año previo.
- El valor de las importaciones de petrolíferos y gas licuado en el periodo octubre-diciembre de 2011 fue 7,634 millones de dólares, 20% más de lo adquirido en el mismo periodo del año anterior, con un cumplimiento de la meta de 205.2%, derivado de mayores volúmenes importados de gasolinas y diesel (especialmente con bajo contenido de azufre) y combustóleo, así como a la reprogramación en el mantenimiento de plantas en el SNR, y por diferimiento de la entrada en operación de las nuevas plantas del proyecto de reconfiguración de la refinería de Minatitlán.



Fuente: Base de Datos Institucional.

- El volumen importado de gas licuado se ubicó en 106.5 miles de barriles diarios, 2.7% mayor respecto al cuarto trimestre de 2010, por la menor producción de Pemex-Gas y Petroquímica Básica. El valor de las importaciones de gas licuado fue 29.7% superior al totalizar 730.7 millones de dólares.

VALOR DEL COMERCIO EXTERIOR DE HIDROCARBUROS
(millones de dólares)

CONCEPTO	TRIMESTRE IV					ENERO-DICIEMBRE				
	2010	2011		VAR. (%) 11/10	CUMPL. (%) REAL/PROG.	2010	2011		VAR. (%) 11/10	CUMPL. (%) REAL/PROG.
		PROG.	REAL				PROG.	REAL		
SALDO	5,427.4	3,825.3	6,759.1	24.5	176.7	19,577.1	15,420.4	24,995.8	27.7	162.1
EXPORTACIONES	12,072.9	7,827.4	14,680.5	21.6	187.6	41,025.8	31,011.4	55,796.3	36.0	179.9
Petróleo crudo	10,769.3	6,823.4	12,871.5	19.5	188.6	35,985.4	27,427.0	49,322.3	37.1	179.8
Condensados	-	-	23.9	-	-	-	-	23.9	-	-
Gas natural seco	3.4	-	0.3	-91.2	-	31.9	-	1.6	-95.0	-
Petrolíferos y gas licuado	719.6	537.3	1,100.9	53.0	204.9	2,915.3	1,788.4	3,569.1	22.4	199.6
Petroquímicos	53.0	67.9	65.5	23.6	96.5	244.6	238.1	260.2	6.4	109.3
Gasolina natural	527.6	398.9	618.5	17.2	155.1	1,848.7	1,558.0	2,619.3	41.7	168.1
IMPORTACIONES	6,645.5	4,002.0	7,921.5	19.2	197.9	21,448.8	15,591.0	30,800.6	43.6	197.6
Gas natural seco	225.1	226.0	262.5	16.6	116.2	939.2	933.3	1,272.2	35.5	136.3
Petrolíferos	5,799.7	3,249.9	6,903.3	19.0	212.4	18,709.2	12,886.1	27,208.2	45.4	211.1
Gas licuado	563.4	469.9	730.7	29.7	155.5	1,626.2	1,508.7	2,195.4	35.0	145.5
Petroquímicos	57.2	56.2	25.0	-56.3	44.5	174.2	262.8	124.7	-28.4	47.5

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

Fuente: Base de Datos Institucional.

En el trimestre octubre-diciembre de 2011, la balanza comercial de productos petroquímicos presentó un superávit de 40.5 millones de dólares, que contrasta con el déficit de 4.2 millones de dólares registrado en el mismo periodo del año anterior y mayor al monto del superávit programado para el trimestre de 11.7 millones de dólares, esto por menores importaciones y mejores precios de exportación.

- Por exportación de petroquímicos se obtuvieron 65.5 millones de dólares, 23.6% más que en el cuarto trimestre de 2010, principalmente, por mayor exportación de amoníaco, polietileno de baja densidad y etileno. Respecto a la meta se tuvo un cumplimiento de 96.5%. En volumen, los petroquímicos exportados alcanzaron 126.8 miles de toneladas, 2.8% menos que en el cuarto trimestre de 2010.

- El valor de las importaciones de petroquímicos fue 25 millones de dólares, 56.3% menor al observado en octubre-diciembre de 2010, como resultado de la disminución en compras de metanol, debido a que se cuenta con oferta de producto nacional y se prescindió de las de amoníaco y propileno por las condiciones de mercado. El cumplimiento de la meta fue 44.5% en valor y 19.4% en volumen con relación al cuarto trimestre del año previo.

Las divisas generadas por las exportaciones de gasolina natural totalizaron 618.5 millones de dólares, monto 17.2% mayor al obtenido en el cuarto trimestre de 2010, con un cumplimiento de la meta de 155.1%. En volumen, se registraron 73.2 miles de barriles diarios de exportación, 4.3% más de lo reportado en el mismo periodo de 2010. Esta situación se debió a la mayor disponibilidad de producto, ocasionada por el incremento en el proceso de condensados marinos. Cabe señalar que de este producto no se realizan importaciones.

De enero a diciembre de 2011, el saldo favorable de la balanza comercial de Petróleos Mexicanos totalizó 24,995.8 millones de dólares, 27.7% arriba del obtenido el año previo, se cumplió 162.1% del programa. La variación se originó por el mayor precio de la mezcla mexicana de crudo en el mercado petrolero internacional. La erogación por importaciones creció 43.6%, con un cumplimiento de la meta de 197.6%, resultado del aumento en las compras de petrolíferos, gas licuado, gas natural seco y por el comportamiento de los precios de los hidrocarburos.

- Las divisas provenientes de la exportación fueron 55,796.3 millones de dólares, 36% superiores a 2010, con un cumplimiento de la meta de 179.9%. Por tipo de producto, la participación en los ingresos de exportación fue: petróleo crudo 88.4%, petrolíferos y gas licuado 6.4%, gasolina natural (naftas) 4.7%, petroquímicos 0.5%, y gas natural y condensados menos de 0.1%.
- Las importaciones de Petróleos Mexicanos ascendieron a 30,800.6 millones de dólares, 43.6% superiores al año anterior, con un cumplimiento de la meta de 197.6%. De las importaciones totales, 88.4% fueron petrolíferos, 7.1% gas licuado, 4.1% gas natural y 0.4% petroquímicos.

Los ingresos derivados de la exportación de crudo fueron 49,322.3 millones de dólares, registraron un incremento de 37.1% respecto a 2010, con un cumplimiento de la meta de 179.8%, debido al alza en el precio del crudo exportado. Por tipo, 37,339.8 millones de dólares correspondieron a crudo Maya, 8,132.6 millones de dólares a Olmeca y 3,849.9 millones de dólares a Istmo.

VOLUMEN DEL COMERCIO EXTERIOR DE HIDROCARBUROS

CONCEPTO	TRIMESTRE IV					ENERO-DICIEMBRE				
	2010	2011		VAR. (%) 11/10	CUMPL. (%) REAL/PROG.	2010	2011		VAR. (%) 11/10	CUMPL. (%) REAL/PROG.
		PROG.	REAL				PROG.	REAL		
EXPORTACIONES										
Petróleo Crudo (Mbd)	1,496.9	1,122.8	1,339.4	-10.5	119.3	1,360.5	1,149.0	1,337.9	-1.7	116.4
Maya ^{1/}	1,142.3	916.8	1,044.3	-8.6	113.9	1,074.0	938.0	1,035.7	-3.6	110.4
Istmo	132.6	24.9	104.3	-21.3	418.9	74.9	25.5	99.3	32.6	389.4
Olmeca	222.0	181.1	190.8	-14.1	105.4	211.7	185.5	202.9	-4.2	109.4
Condensados (Mbd)	-	-	2.8	-	-	-	-	0.7	-	-
Gas natural seco (MMpcd)	9.4	-	1.1	-88.3	-	19.3	-	1.3	-93.3	-
Petrolíferos y gas licuado (Mbd)	116.7	85.0	126.0	8.0	148.2	125.1	73.1	108.9	-12.9	149.0
Petroquímicos (Mt)	130.4	195.2	126.8	-2.8	65.0	676.5	709.0	458.0	-32.3	64.6
Gasolina natural (Mbd)	70.2	67.8	73.2	4.3	108.0	67.7	67.8	75.2	11.1	110.9
IMPORTACIONES										
Gas natural seco (MMpcd)	579.2	456.6	732.0	26.4	160.3	535.8	502.7	790.8	47.6	157.3
Petrolíferos (Mbd)	635.5	453.6	618.3	-2.7	136.3	548.3	447.1	595.8	8.7	133.3
Gas licuado (Mbd) ^{2/}	103.7	95.8	106.5	2.7	111.2	79.0	79.2	82.4	4.3	104.0
Petroquímicos (Mt)	74.8	96.9	18.8	-74.9	19.4	268.2	428.7	98.3	-63.3	22.9

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.

Durante 2011, las exportaciones de petróleo crudo promediaron 1,337.9 miles de barriles diarios, 1.7% menor que lo registrado el año previo, se cumplió con la meta 116.4%. Por tipo, el crudo Maya participó con 77.4% del volumen exportado, el Olmeca 15.2% y el Istmo 7.4%.

– Por país de destino, el volumen de petróleo crudo exportado se distribuyó como sigue: Estados Unidos, 81.8%; España, 8.3%; India, 2.8%; China, 2.8%; Canadá, 1.5%; países del Convenio de San José, 1.3%; Holanda, 0.6%; Portugal, 0.4% y otros 0.5%.

La balanza comercial de gas natural de 2011 registró un saldo deficitario de 1,270.7 millones de dólares, 40.1% superior al año anterior, como resultado del mayor volumen de importaciones de gas natural, debido al aumento de la demanda interna. El cumplimiento de la meta fue 136.2%, ya que no se programaron exportaciones para este producto.

- El monto derivado de la exportación de gas natural alcanzó 1.6 millones de dólares, 95% inferior al obtenido en 2010. No se programaron exportaciones de este producto. En términos volumétricos la exportación promedió 1.3 millones de pies cúbicos diarios, 93.3% menor al reportado en el año previo, por el mayor consumo interno en los sectores eléctrico, industrial y distribuidoras.
- El valor de las importaciones de gas natural ascendió a 1,272.2 millones de dólares, y excedió 35.5% al ejercido en el año previo. El volumen promedió 790.8 millones de pies cúbicos diarios, 47.6% superior al registrado en 2010, con 157.3% de cumplimiento de la meta, debido al aumento en la demanda, en particular por el incremento en el suministro a las plantas de la Comisión Federal de Electricidad. Las importaciones de gas natural representaron 23.4% de las ventas nacionales, 6.9 puntos porcentuales más que en 2010.

En 2011, la balanza comercial de productos petrolíferos y gas licuado presentó un saldo deficitario de 25,834.5 millones de dólares, mayor 48.3% al año anterior y más del doble del déficit programado. Este comportamiento fue resultado del incremento en los volúmenes importados y en los precios de los productos.

- La exportación de petrolíferos y gas licuado totalizó 3,569.1 millones de dólares, 22.4% superior respecto a 2010. La variación se explica principalmente por el aumento en el precio del combustóleo y de la exportación de diluyente (que aumentó 3.8 miles de barriles diarios). Respecto a la meta, el cumplimiento fue 199.6%, por efecto del precio. Del volumen total de exportaciones, el combustóleo representó 92.6% de petrolíferos y gas licuado en el periodo.
- La importación de petrolíferos y gas licuado alcanzó 29,403.6 millones de dólares, 44.6% superior a 2010, que significó 204.3% de la meta, derivado de la mayor compra de gasolinas, diesel (sobre todo con bajo contenido de azufre) y combustóleo.

En 2011, la balanza comercial de productos petroquímicos registró un superávit de 135.4 millones de dólares, 92.3% superior al registrado en 2010, monto que contrasta con el déficit programado de 24.7 millones de dólares, gracias a la mayor disponibilidad de algunos petroquímicos y a mejores precios de exportación.

- Por exportación de petroquímicos se obtuvieron 260.2 millones de dólares, 6.4% más que en el ejercicio 2010, con un cumplimiento de la meta de 109.3%; sobresalen las ventas de azufre, polietilenos de baja densidad y butadieno. La importación de petroquímicos totalizó 124.7 millones de dólares, 28.4% menos de lo ejercido en 2010, en particular por la menor compra de amoníaco, metanol y especialidades petroquímicas. Respecto a la meta el cumplimiento fue 47.5%.

Los ingresos por exportación de gasolina natural ascendieron a 2,619.3 millones de dólares, monto 41.7% superior al obtenido en 2010, con un cumplimiento de la meta de 168.1%, mientras que en volumen alcanzó 75.2 miles de barriles diarios, 11.1% mayor al registrado el año previo, como consecuencia del incremento en la oferta y por los bajos requerimientos de Pemex-Petroquímica. De este producto no se realizan importaciones.

2. AVANCE DE LA REFORMA ENERGÉTICA

Los principales avances en el proceso de instrumentación de la Reforma Energética, alcanzados durante el cuarto trimestre de 2011, en el marco de la Ley de Petróleos Mexicanos, de su Reglamento y de otras disposiciones aplicables se presentan a continuación:

- En agosto de 2011 se adjudicaron los primeros contratos integrales para campos maduros Santuario, Carrizo y Magallanes en la Región Sur. Dichos campos cuentan con una reserva 3P de 207 millones de barriles de petróleo crudo equivalente y actualmente producen alrededor de 15 mil barriles diarios. Se estima que la entrada en vigor de los contratos dé lugar a un incremento en la producción de 55 mil barriles diarios. Se espera lanzar una segunda ronda que incluirá seis campos maduros de la Región Norte, en los primeros meses de 2012.
- En agosto de 2011, el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos, a propuesta del director general y previa opinión del Comité de Remuneraciones, tomó conocimiento del Plan Estratégico de Recursos Humanos y Relaciones Laborales 2012-2016 de Petróleos Mexicanos.
- Petróleos Mexicanos presentó seis reportes de avance de las metas del Plan de Negocios, en las sesiones ordinarias del Consejo de Administración, de los cuales un informe fue de 2010 y los cinco restantes de 2011. A partir del reporte del periodo enero-agosto de 2011, los avances del Plan de Negocios se evaluaron conforme a las metas actualizadas, que fueron aprobadas por el Consejo de Administración en junio del mismo año.
- Como avance en el programa de reestructuración de Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios, continúan en proceso de diseño y dimensionamiento las micro estructuras correspondientes, para su posterior acreditación y autorización, de acuerdo a la normatividad vigente. Las direcciones corporativas de Operaciones y de Tecnología de Información y Procesos de Negocio concluyeron su microestructura, la cual se autorizó y está en su etapa de aplicación.
- Asimismo, en la última sesión ordinaria del Consejo de Administración de 2011, se aprobaron un nuevo modelo de organización y un modelo para la evaluación de la gestión de la Oficina del Abogado General, para lo cual se aprobó la estructura organizacional de la Dirección Jurídica de Petróleos Mexicanos, así como las modificaciones necesarias en el Estatuto Orgánico.

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. A partir del reporte correspondiente al periodo enero-agosto de 2011, los avances se evalúan conforme a las metas actualizadas por el Consejo de Administración en junio de ese mismo año.

- En cumplimiento a lo dispuesto en la Ley de Petróleos Mexicanos y su reglamento, la actualización del Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios, para el horizonte 2012-2016, fue aprobado por el Consejo de Administración en julio de 2011.

Los avances en el cumplimiento de las metas del Plan de Negocios para el periodo enero- diciembre de 2011 se presentan a continuación:

INDICADORES DE PEMEX-EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

INDICADOR	RESPONSABLE		2010	2011		REFERENCIA
				REAL	META ^{1/}	
Incorporación de reservas 3P, MMbpce ^{2/}	PEP		1,438	N. D.	1,577	N.A.
Tasa de restitución de reservas probadas (%) ^{2/}	PEP		86	N. D.	91.3	100
Costo de producción de crudo y gas, US\$/bpce	PEP		5.28 ^{3/}	N. D.	5.45 – 5.86 ^{3/}	7.79
Costo de descubrimiento y desarrollo, US\$/bpce ^{2/}	PEP		12.92 ^{3/}	N. D.	14.11 – 16.91 ^{3/}	13.76
Producción de crudo, Mbd	PEP		2,576	2,550	 2,551 – 2,601	N.A.
Producción de gas natural, MMpcd ^{4/}	PEP		6,337	5,913	 6,091 – 6,190	N.A.
Aprovechamiento de gas (%)	PEP		94.0	96.2	 97.8	98.0

1/ La meta corresponde a la autorizada mediante acuerdo CA-067/2011, con fecha 3 de junio de 2011.

N.A. = No aplica

2/ Indicador reportado con periodicidad anual.

N.D. = No Disponible

3/ Cifras están en dólares de 2011.

4/ No incluye nitrógeno.

Comportamiento histórico del indicador	
	Tendencia histórica positiva.
	Tendencia histórica negativa.
	Sin datos históricos 2006-2010

Evaluación del estimado de cierre contra la meta			Observaciones
	-3% > X 3% < X (inv)		Para los casos en que la meta se establece en rango, se considera la meta mínima para indicadores positivos y la máxima para indicadores inversos.
	-1% > X > = -3% 3% > =X > 1% (inv)		
	-1% < =X 1% > =X (inv)		

INDICADORES DE TRANSFORMACIÓN INDUSTRIAL

INDICADOR	RESPONSABLE		2010	2011		REFERENCIA	
				REAL	META ^{1/}		
Rendimientos de gasolinas y destilados (%)	PR		63.0	61.6		64.7	73.2 ^{2/}
Índice de intensidad energética, índice	PR		133.8	138.7		124	94.4 ^{2/}
Utilización de capacidad de destilación equivalente (%)	PR		70.7	67.6		78.6	79.4 ^{2/}
Capacidad criogénica utilizada (%)	PGPB		77.0	78.0		74.9 – 79.0	80.0
Autoconsumos de gas combustible en procesamiento de gas (%)	PGPB		5.4	5.4		5.0 – 5.7	6.0
Factor de insumo etano-etileno, t/t	PPQ		1.33	1.32		1.31	1.23 ^{3/}
Utilización de la capacidad instalada en operación (%)	PPQ		81.8	79.4		90	95 ^{4/}
Capacidad de producción incremental de gasolinas y destilados intermedios, Mbd	PR		0	0		88	N.A.
Capacidad incremental criogénica instalada en CPGs, MMpcd	PGPB		0	0		0	N.A.
Producción neta de petroquímicos, Mt	PPQ		4,374	3,826		4,588	N.A.

1/ La meta corresponde a la autorizada mediante acuerdo CA-067/2011, con fecha 3 de junio de 2011.

N.A. = No aplica

2/ Reporte Solomon 2010.

3/ El dato de referencia está basado en el Etano purity, para hacerla equivalente a la meta (mezcla de etano-propano), el dato corresponde a un factor de 1.48.

4/ El dato de la referencia es superior a lo reportado por CMAI (Norte América), donde la utilización de las plantas promedio para 2011 se estima en 87%.

Comportamiento histórico del indicador	
	Tendencia histórica positiva.
	Tendencia histórica negativa.
	Sin datos históricos 2006-2010

Evaluación del estimado de cierre contra la meta			Observaciones
	-3% > X 3% < X (inv)		Para los casos en que la meta se establece en rango, se considera la meta mínima para indicadores positivos y la máxima para indicadores inversos.
	-1% > X >= -3% 3% > =X > 1% (inv)		
	-1% <= X 1% >= X (inv)		

INDICADORES DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN

INDICADOR	RESPONSABLE	2010	2011		REFERENCIA	
			REAL	META ^{1/}		
Capacidad adicional de transporte, Mbd	PR	 35	15		65	N.A.
Capacidad adicional de almacenamiento, Mb	PR	 0	0		0	N.A.
Capacidad adicional de transporte de gas natural, MMpcd ^{2/}	PGPB	 0	0		48	N.A.
Contenido de nitrógeno en gas (%)	PEP	 7.6	6.8		6.64	N.A.
Eficiencia de entrega PEP (%)	PEP	 79	83.8		100	N.A.
Satisfacción de clientes de gas natural (%) ^{2/}	PGPB	 73	78		82.2	N.A.
Satisfacción de clientes (%) ^{2/}	PR	 79	78		80	N.A.
Productos en especificación (%)	PPQ	 99.68	98.96		90.70 ^{3/}	N.A.

1/ La meta corresponde a la autorizada mediante acuerdo CA-067/2011, con fecha 3 de junio de 2011.

N.A. = No aplica

2/ Indicador reportado con periodicidad anual.

3/ Debido a la sensibilidad del indicador se agregan dos decimales al valor de la meta para establecerla en 99.70, anteriormente se tenía por redondeo 100.

Comportamiento histórico del indicador	
	Tendencia histórica positiva.
	Tendencia histórica negativa.
	Sin datos históricos 2006-2010

Evaluación del estimado de cierre contra la meta			Observaciones
	-3% > X 3% < X (inv)		Para los casos en que la meta se establece en rango, se considera la meta mínima para indicadores positivos y la máxima para indicadores inversos.
	-1% > X > = -3% 3% > =X > 1% (inv)		
	-1% < =X 1% > =X (inv)		

INDICADORES DE TEMAS TRANSVERSALES

INDICADOR	RESPONSABLE	2010	2011		REFERENCIA
			REAL	META ^{1/}	
Índice de frecuencia de accidentes, índice ^{2/}	OS/DCO	 0.42	0.54	 0.38	< 0.44 ^{3/}
Emissiones de CO ₂ , MMton/mes ^{2/}	OS/DCO	 3.79	3.36	 3.60	3.10 ^{4/}
Contenido Nacional (%) ^{5/}	DCO	 38.7	N. D.	 36.1	N.A.
Porcentaje de personal con nivel de desempeño mayor al promedio (%) ^{6/}	DCA	 37.47	68.5	 55	N.A.

1/ La meta corresponde a la autorizada mediante acuerdo CA-067/2011, con fecha 3 de junio de 2011.

N.A. = No aplica

2/ Responsabilidad directa de los Organismos Subsidiarios, siendo la DCO quien consolida y reporta.

3/ El estándar internacional de OGP marca un I.F. menor a 0.44.

4/ Referencia interna correspondiente al menor valor histórico reportado en los últimos 5 años.

5/ Indicador reportado con periodicidad anual.

6/ Se alinean los objetivos particulares con los de PEMEX y los OS; se lleva a cabo una autoevaluación que se revisa con el superior inmediato. Se sustituyó el indicador de nivel de desempeño de personal por el porcentaje de personal con nivel de desempeño mayor al promedio, el cual permite medir de forma eficiente el incremento en el desempeño del personal. Indicador reportado con periodicidad semestral.

Comportamiento histórico del indicador	
	Tendencia histórica positiva.
	Tendencia histórica negativa.
	Sin datos históricos 2006-2010

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 casos en que la meta se establece en rango, se considera la meta mínima para indicadores positivos y la máxima para indicadores inversos.

PROGRAMA DE REESTRUCTURACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y SUS ORGANISMOS SUBSIDIARIOS.

Durante el cuarto trimestre de 2011, la administración de Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios avanzó en la implantación del programa de reestructura, en cumplimiento de las diversas disposiciones que integran la Reforma Energética.

- Se formalizaron y aplicaron todas las estructuras básicas, aprobadas por los consejos de administración de Petróleos Mexicanos y de los organismos subsidiarios, derivadas del Programa de Reestructuración de Petróleos Mexicanos. Las microestructuras correspondientes continúan en proceso de diseño y dimensionamiento, para su posterior acreditación y autorización, de acuerdo a la normatividad vigente.
 - En el caso de la Dirección Corporativa de Operaciones concluyó la microestructura, se autorizó y está en su etapa de aplicación.
 - En el caso de la creación de la Dirección Corporativa de Tecnología de Información y Procesos de Negocio, concluyó la microestructura, se autorizó y está en su etapa de aplicación.

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 Tecnologías de Información (TI), conforme a las mejores prácticas internacionales.

En este contexto, la DCTIPN como parte de sus facultades y en función del Plan Estratégico, enfoca también sus esfuerzos en mejorar el apoyo a la automatización industrial, busca obtener una arquitectura integrada para todos los procesos industriales en los diferentes organismos subsidiarios de Petróleos Mexicanos.

Para continuar reforzando la estructura de la DCTIPN, y a efecto de mejorar el apoyo a las áreas industriales de Petróleos Mexicanos, se integraron la Gerencia de Servicios Técnicos Especializados, que en conjunto con la Gerencia de Automatización Industrial y Sistemas SCADAS, ofrecen una gama de servicios para optimizar los procesos industriales de la institución.

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; 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 (IFRS), normas gubernamentales, 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 cuarto trimestre:

- Concluyó el diagnóstico IFRS y Normas Gubernamentales, y se definió la estrategia integral de implantación, así como el plan de entrenamiento para lograr la adopción de esta normatividad en los tiempos establecidos.
- Se priorizaron los trabajos de diseño y construcción de la solución a corto plazo, se realizaron las pruebas de la consolidación de balanzas durante el último mes del año. Se definen y construyen los algoritmos para realizar e incorporar los ajustes automáticos hacia los reportes del IFRS de la solución de corto plazo.
- Concluyen los diseños de los procesos de activos fijos y costos, y se continúa con la revisión de los planes de negocio restantes de la solución definitiva.

INICIATIVA DE IMPLEMENTACIÓN DEL ERP (*ENTERPRISE RESOURCE PLANNING*; PLATAFORMA MODULAR) DE TI

El ERP 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 Tecnologías de Información y Comunicaciones (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 cuarto trimestre:

- Concluyó la implantación de los 14 procesos de TI especificados en el alcance del proyecto, los cuales fueron alineados a los procesos de operación y administración de la DCTIPN, así como a lo establecido en la metodología ITIL V3 (*Technology Infrastructure Library*; biblioteca de infraestructura de tecnologías de información), la habilitación de estos procesos fue con las herramientas adquiridas previamente por Petróleos Mexicanos.
- Concluyó la homologación de los procesos de entrega y soporte de servicios habilitados en la mesa única de servicios, bajo una plataforma unificada para la planeación y gobierno de los servicios de TI.

INICIATIVA DE IMPLEMENTACIÓN DEL PLAN MAESTRO DE AUTOMATIZACIÓN INDUSTRIAL

Como parte de las funciones de la DCTIPN 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 cuarto trimestre:

- Como parte de la implementación del Plan Maestro de Automatización Industrial en los activos de Pemex-Exploración y Producción (Abkatún-Pol-Chuc y Cantarell), se determinaron los flujos de trabajo a optimizar, iniciando con el aseguramiento del dato, esto es un diagnóstico de los elementos primarios de medición, transmisión y registro de los valores de las variables de proceso, para garantizar la trazabilidad y calidad de la información desde el origen hasta su uso en el flujo de trabajo correspondiente.
- Se realizó la difusión del Plan Maestro de Automatización Industrial en el área de almacenamiento y reparto de Pemex-Refinación, así como también en la Subdirección de Operaciones de Pemex-Petroquímica, atendiendo al compromiso de participar en el desarrollo del

proyecto “Macroproceso de Control de Inventarios” en el que iniciamos con la ejecución de un estudio para diagnosticar el estado de los equipos de medición, este proceso tiene una duración de ocho meses.

- Se elaboró propuesta técnica para la implementación del Plan Maestro de Automatización Industrial en el Activo Integral Cantarell.

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 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.

Principal logro al cuarto trimestre:

- Aprobación de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público como proyecto de inversión registrado en la cartera de inversión.

3. PROGRAMA PARA INCREMENTAR LA EFICIENCIA OPERATIVA

Petróleos Mexicanos presentó en febrero de 2012 el informe de avance del Programa para Incrementar la Eficiencia Operativa 2008-2012 (PEO),^{7/} correspondiente al cuarto trimestre de 2011, 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. En caso de que exista incumplimiento en alguna de las metas, se explican las causas y se plantean las acciones correctivas para su mejora.

- Pemex-Exploración y Producción. Dio seguimiento a 25 metas, de las cuales, diez calificaron como sobresalientes, diez aceptables y cuatro insuficientes. Cabe mencionar que el resultado de la meta restante está sujeto al cierre del ejercicio contable de 2011.
 - Destaca la producción total de petróleo crudo, cercana al valor máximo definido para su meta, debido a la disminución del ritmo de declinación y acciones implantadas en los proyectos; en producción de gas se tuvo un desempeño aceptable como resultado de cumplir en más de 100% en 14 de 29 proyectos.
- Pemex-Refinación. Evaluó 21 metas, de las cuales seis resultaron sobresalientes, tres aceptables y doce insuficientes.
 - Las acciones del organismo subsidiario se enfocaron a incrementar los rendimientos de las gasolinas y de los destilados intermedios, mejorar la confiabilidad operacional de sus instalaciones, así como a 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.
- Pemex-Gas y Petroquímica Básica. Calificó 21 metas, de las cuales obtuvo cuatro con resultado sobresaliente, ocho aceptables, siete insuficientes y dos indicadores se reportan sin meta específica debido a que ambos se encuentran asociados a los proyectos de construcción de plantas criogénicas y serán reportados a la entrada en operación de la nueva planta criogénica en el Complejo Procesador de Gas Poza Rica.
- Pemex-Petroquímica orienta sus acciones a mejorar la eficiencia operativa de las plantas y sus márgenes de operación respectivos. De 15 metas evaluadas, cuatro calificaron como aceptables y 11 insuficientes.

7/ 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.

– El Corporativo de Petróleos Mexicanos. Dio seguimiento a cinco metas, de las cuales tres resultaron sobresalientes y dos aceptables.

De 87 metas evaluadas en el PEO, 23 calificaron sobresalientes (39.1%), 27 resultaron aceptables (31%), 34 insuficientes (26.5%) y tres no se evalúan (3.4%).

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
Costo de transporte	<ul style="list-style-type: none"> - Gastos en mantenimiento y mano de obra, sobre todo en las regiones marinas. - Aumento en gastos para atender rezagos en mantenimientos y actividades de rehabilitación y mejora a través de la implantación de los contratos de aseguramiento de la integridad y confiabilidad de los sistemas de transporte de hidrocarburos, ductos de transporte de gas y recolección, instalaciones de la central de rebombeo Cárdenas, centro comercializador de crudo Palomas, central de almacenamiento estratégico Tuzandepetl, y ductos de transporte y recolección. 	Es importante mencionar que antes del inicio de los contratos de los sistemas, el presupuesto asignado al mantenimiento de ductos e instalaciones de transporte era insuficiente y propiciaba el rezago de la atención a toda la infraestructura.
Autoconsumo de gas	<ul style="list-style-type: none"> - Al cierre de 2011, existió una ligera variación, llegando al límite máximo programado para el índice, siendo la causa prevalectante durante el periodo el incremento del gas usado en operación en las regiones marinas, originado por la incorporación de equipos de compresión para el manejo y aprovechamiento del gas producido. 	Se espera corregir la variación presentada a partir de considerar en los programas la operación regular de los equipos, por lo que no se estima una medida adicional.
Índice de frecuencia de accidentes en exploración y producción	<ul style="list-style-type: none"> - Durante 2011 ocurrieron 18 accidentes, de los cuales tres fueron en las actividades de distribución de hidrocarburos, tres en apoyo administrativo, 10 en producción de las regiones Norte y Sur, y dos en actividades de servicios marinos, ninguno de ellos fatal. 	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.

PEMEX-EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN		
META	CAUSAS DE LA DESVIACIÓN	ACCIONES CORRECTIVAS O DE MEJORA
Derrames de hidrocarburos	<ul style="list-style-type: none"> - Derrame de 4,098 barriles de petróleo, de los cuales 85% se debe a actos vandálicos principalmente en las Regiones Sur y Norte; el porcentaje restante se debió a la corrosión interior y exterior en ductos. 	<p>En el caso de actos de vandalismo se tomaron las siguientes acciones: 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.</p> <p>Para contrarrestar la 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.</p> <p>En el caso de 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.</p>

PEMEX-REFINACIÓN		
META	CAUSAS DE LA DESVIACIÓN	ACCIONES CORRECTIVAS O DE MEJORA
Participación de los diferentes medios de transporte (ducto).	<ul style="list-style-type: none"> - Baja distribución por poliductos de las refinerías de Cadereyta, Tula y Madero debido a la salida de operación de plantas por fallas y mantenimiento. - Altos inventarios de combustóleo pesado en las refinerías de Tula y Salamanca, así como bajo proceso en esta última refinería. 	Continuar la implantación del Proyecto Pemex-Confiable en las seis refinerías del SNR.
Días de autonomía de crudo en refinerías.	<ul style="list-style-type: none"> - Con base en los criterios definidos para revertir los resultados económicos adversos del organismo subsidiario, se definió un cambio en la estrategia de inventarios de crudo en el SNR, el cual se establece bajo criterios económicos (nivel óptimo). 	Continuar los trabajos de rehabilitación de tanques que permitan la flexibilidad suficiente para alcanzar los días de autonomía óptima que requiere el SNR.

PEMEX-REFINACIÓN		
META	CAUSAS DE LA DESVIACIÓN	ACCIONES CORRECTIVAS O DE MEJORA
<p>Proceso de crudo.</p> <p>Rendimientos destilados del crudo (gasolina, diesel y turbosina)</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Refinería de Cadereyta. Ajuste a los programas de proceso y producción por altos inventarios de gasóleos de coquizadora y de gasolina bajo octano, así como por correctivos en la planta combinada 2 y retraso en las reparaciones de la combinada 1. - Refinería de Madero. Altos inventarios de gasolina amarga y desulfurada, fallas eléctricas generales, y correctivo en la planta Maya. - Refinería de Minatitlán. Ajuste de procesos por altos inventarios de gasolina amarga y desulfurada así como de gasóleos de coquizadora, fallas eléctricas, y correctivos y estabilización de la planta Maya. - Refinería de Salamanca. Ajustes al programa de proceso y producción por baja demanda de combustóleo. - Refinería de Salina Cruz. Contingencias ambientales que retrasan la carga de barcos, salida de operación de la primaria 1 por inundación debido a lluvias, falla de servicios auxiliares, falla eléctrica y ajuste de proceso por altos inventarios de gasóleos de vacío y para el consumo de inventarios de productos intermedios (por paros no programados de las plantas hidrosulfuradora de naftas y de destilados intermedios). - Refinería de Tula. Ajustes a los programas de proceso y producción por baja comercialización de combustóleo y asfalto, declaratoria de fuerza mayor debido a incidente en las plantas reductora de viscosidad y combinada 1, y correctivos en las plantas combinada 2, catalítica 2 y en calentadores de la combinada 2. 	<p>Continuar la implantación del Proyecto Pemex-Confiabilidad y Mejora al Desempeño Operativo en las seis refinerías del Sistema Nacional de Refinación (SNR).</p>
<p>Índice de intensidad energética.</p>	<p>Baja utilización de unidades de proceso y alto índice de paros no programados ocasionado en parte por altos inventarios de productos intermedios y residuales; problemas de confiabilidad operativa en las áreas de fuerza y servicios principales; falla de equipos de precalentamiento de aire en calentadores a fuego directo; altos consumos de vapor por baja recuperación de condensado; baja eficiencia en calentadores, calderas y turbogeneradores por obsolescencia, y altos envíos de vapor de baja y media presión al desfogue, por falta de infraestructura de recuperación.</p>	<p>Estabilización de las plantas en el SNR; incremento en la confiabilidad del área de fuerza y servicios principales, soportados en el Proyecto Pemex-Confiabilidad en las seis refinerías del SNR; implantación de proyectos contenidos en la cartera y de las iniciativas del proyecto de Mejoramiento del Desempeño Operativo (MDO).</p>
<p>Utilización de la capacidad de destilación equivalente.</p>		<p>Registro de un proyecto integral para el uso eficiente de la energía a mediano y largo plazo en Minatitlán, Salamanca, Salina Cruz y Tula. En Madero se cuenta con proyectos autorizados de alto impacto para la reducción del índice de intensidad energética y en Cadereyta se realizan trámites para registrar un proyecto similar a las demás refinerías.</p>
<p>Productividad laboral en refinerías.</p>		

PEMEX-REFINACIÓN		
META	CAUSAS DE LA DESVIACIÓN	ACCIONES CORRECTIVAS O DE MEJORA
Días de autonomía de Pemex Diesel en terminales.	<ul style="list-style-type: none"> - Retraso en la entrada en operación de la planta Maya por mantenimiento correctivo en la refinería de Madero, lo que afectó las plantas catalítica 1 y la hidrodesulfuradora de gasóleos de vacío. - Altos inventarios de combustóleo pesado en las refinерías de Tula y Salamanca, principalmente por problemas de salida en la refinería de Salamanca hacia Manzanillo. - Retraso en la entrada en operación de la planta U24000 en la refinería de Minatitlán, además de falla en su compresor, lo que afectó la producción de diesel UBA. - Retraso en la entrega de diesel debido a la salida de operación de los buquetanques que afectó la logística de los ciclos de cabotaje en el litoral del Pacífico. - Suspensiones constantes por bajas de presión y tomas clandestinas en los sistemas de ductos de Minatitlán-México, Topolobampo-Guamúchil-Culiacán y el sistema Brownsville-Reynosa-Cadereyta, que afectaron los inventarios a nivel nacional. - Salida de operación de la planta Maya en la refinería de Minatitlán, debido a un poro que se presentó en una línea y por falla de servicios auxiliares (baja de 20 mil barriles diarios de proceso). - Retraso en los trasposos por autotanques a nivel nacional debido a la falta de presupuesto. - Constantes cierres de puertos en el Litoral del Golfo afectaron el suministro de los productos por cabotaje. 	Se establecieron prioridades y acciones complementarias para cubrir la demanda programada de producto, tales como trasposos extraordinarios entre terminales de almacenamiento y reparto, adecuar los programas de suministro por los distintos medios de transporte y ajustes a los requerimientos de importación, para cubrir la demanda programada de producto.
Avance en modernización de Sistemas de medición (SCADA).	<ul style="list-style-type: none"> - El avance del proyecto se mantiene en 45% debido a las modificaciones en el alcance original del contrato para la construcción de los centros de control. 	En proceso acciones para reducir los tiempos de contratación y ejecución.
Avance en modernización de Sistemas de medición (SIMCOT).	<ul style="list-style-type: none"> - Licitación declarada desierta y suspensión temporal de servicios contratados, en tanto se adquiere la instrumentación y el equipo de control de campo necesario para el desarrollo de los servicios. 	Inició nuevo proceso licitatorio.

PEMEX-REFINACIÓN		
META	CAUSAS DE LA DESVIACIÓN	ACCIONES CORRECTIVAS O DE MEJORA
Gasolina UBA producida/gasolina total producida.	<ul style="list-style-type: none"> - Refinería de Cadereyta. Afectación en plantas catalíticas por ajuste de proceso de crudo y por retraso en mantenimiento. - Refinería de Salamanca. Correctivos en las plantas reformadora 2 y de alquilación, y falta de carga en la reformadora 2 por bajo proceso de crudo. - Refinería de Tula. Inestabilidad en la operación de las plantas HOil e hidrosulfuradora de gasóleos, así como retraso en la entrada en operación del segundo tren de la planta HOil y en correctivo de la catalítica 2, correctivo en hidrosulfuradora de gasóleos y falta de isobutano en alquilación. 	Continuar la implantación del Proyecto Pemex-Confiabilidad y Mejora al Desempeño Operativo en las seis refinerías del SNR.
Utilización de la capacidad de coquización.	<ul style="list-style-type: none"> - Baja en el proceso de la planta coquizadora de Cadereyta debido al incidente en la hidrosulfuradora de gasóleos en 2010. - Baja de proceso en la coquizadora de Madero por estar fuera de operación la planta combinada BA y por problemas de confiabilidad de su equipo de manejo de coque que provocaron paros no programados. - Sensible disminución en la capacidad de la coquizadora por rehabilitación general de las plantas hidrosulfuradora de gasóleos y de desintegración catalítica, así como por la salida de la planta Maya para reparación de la línea de transfer. 	Continuar la implantación del Proyecto Pemex-Confiabilidad en las seis refinerías del SNR. En la planta coquizadora de Cadereyta se efectuaron desconchados en línea, preventivos a los serpentines de los calentadores de carga y en la planta coquizadora de Madero se efectuó limpieza mecánica a los tubos de los condensadores, además se contrató servicio y mantenimiento para reparar las grúas de manejo de coque, y del sistema de apertura y cierre de las tapas de los tambores, lo que permitirá aumentar su confiabilidad.

PEMEX-GAS Y PETROQUÍMICA BÁSICA		
META	CAUSAS DE LA DESVIACIÓN	ACCIONES CORRECTIVAS O DE MEJORA
Costo promedio diario de transporte de gas seco.	<ul style="list-style-type: none"> - Los gastos reales de operación 13.7% superiores a lo estimado. - El volumen real del periodo 1.4% inferior al estimado. (datos enero-noviembre) 	-
Costo de operación por complejo procesador de gas.	<ul style="list-style-type: none"> - Para el periodo enero-diciembre de 2011, el costo de mano de obra se ubicó 6.25% sobre lo ejercido en 2010. Sin embargo, el incremento en la energía producida fue 2.08%. 	Por el lado de la energía producida y con el objetivo de aumentar el nivel de la producción respectiva, continuarán las gestiones con Pemex- Exploración y Producción, para que incremente su oferta de gas húmedo entregado en el sureste y mejore la calidad del gas reduciendo el contenido de nitrógeno.
Costo de mano de obra en complejos procesadores de gas		
Índice de frecuencia de accidentes.	<ul style="list-style-type: none"> - Registro de cuatro accidentes durante 2011. 	Se trabaja en el Plan de Reforzamiento del Sistema de Seguridad, Salud y Protección Ambiental (SSPA) y en los talleres de aplicación de herramientas. Durante 2011 las Líneas de Negocio en coordinación con Auditoría de Seguridad Industrial y Protección Ambiental, desarrollaron y cumplieron con las iniciativas del programa para revertir la accidentalidad laboral.

PEMEX-GAS Y PETROQUÍMICA BÁSICA		
META	CAUSAS DE LA DESVIACIÓN	ACCIONES CORRECTIVAS O DE MEJORA
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"> - Durante 2011, se presentaron 18 eventos en el Complejo Procesador de Gas Cactus que sobrepasaron el nivel de la norma establecida, y en el Complejo Procesador de Gas Nuevo Pemex 17 eventos. - En el último trimestre de 2011 se presentaron nueve días fuera de especificación en el gasoducto troncal y ocho días en el gasoducto Ciudad Pemex-México, derivado de la salida de operación de la segregación de corrientes en Atasta y de movimientos operativos en pozos de la Región Sur de Pemex-Exploración y Producción, que fueron corregidos en diciembre de 2011. 	Continúa la implantación de acciones encaminadas a reducir el contenido de nitrógeno. <ul style="list-style-type: none"> - Procedimiento operativo para el control de la concentración del nitrógeno en el gas de proceso. - Segregación de corrientes de gas amargo en el centro de distribución de gas marino (Atasta). - Modificación a planta criogénica II del Complejo Procesador de Gas Ciudad Pemex. - Reinyección de gas amargo con nitrógeno en el campo Jujo de la Región Sur. - Construcción de planta recuperadora de nitrógeno en la Región Sur (campos Cunduacán y Jujo).
Días de inyección de gas natural de complejos procesadores de gas fuera de norma en nitrógeno al Sistema Nacional de Gasoductos.		
Pérdidas de hidrocarburos por fugas y derrames.	<ul style="list-style-type: none"> - Pérdida de 7.8 millones de pies cúbicos de gas, debido a una fuga en un gasoducto, por fractura de soldadura. - Pérdida de 2.1 millones de pies cúbicos de gas, derivada de un golpe de maquinaria. - Pérdida de 0.494 millones de pies cúbicos de gas natural por fuga en gasoducto. - Pérdida de 108 millones de pies cúbicos de gas natural por fuga en gasoducto. 	Aplicación del Programa de Mantenimiento y Certificación de Gasoductos para asegurar la operación de 12,237 kilómetros de ductos para el transporte de gas natural, gas licuado, petroquímicos básicos y secundarios. La estrategia consiste en el mantenimiento y certificación de 8,874 kilómetros de ductos para 2013.

PEMEX-PETROQUÍMICA		
META	CAUSAS DE LA DESVIACIÓN	ACCIONES CORRECTIVAS O DE MEJORA
Índice de productividad laboral.	<ul style="list-style-type: none"> - Al cierre del cuarto trimestre de 2011, se observó una disminución en el total de plazas ocupadas con respecto a lo programado para el periodo, dicha variación se originó básicamente por la aplicación de las medidas de austeridad, así como de la desocupación de plazas de la estructura. Sin embargo, la disminución de la producción, derivada de la decisión de negocio de reducir la producción de componentes para gasolina con el objetivo de mejorar los resultados económicos así como problemas con el abasto de etano y de ensuciamiento del sistema de la refrigeración de la planta de cloruro de vinilo en Pajaritos no permitieron alcanzar la meta. 	Continúan las negociaciones con el Sindicato de Trabajadores Petroleros de la República Mexicana para la concertación de los convenios administrativos sindicales que le permita a la Entidad optimizar la plantilla laboral. Adicionalmente, se efectúan reparaciones y se mantienen los controles operativos para dar continuidad operativa a las plantas productivas.

PEMEX-PETROQUÍMICA		
META	CAUSAS DE LA DESVIACIÓN	ACCIONES CORRECTIVAS O DE MEJORA
Factor de insumo etano-etileno.	<ul style="list-style-type: none"> - La desviación que existe contra la meta es menor a 1%, por lo que se considera como una variación aceptable en este tipo de procesos petroquímicos. 	Se efectúan reparaciones y se mantienen los controles operativos para dar continuidad operativa a las plantas productivas.
Cumplimiento en volumen del programa de operación (POT I).	<ul style="list-style-type: none"> - La decisión de negocio de reducir la producción de componentes para gasolina a fin de mejorar los resultados económicos, así como problemas con el abasto de etano y de ensuciamiento del sistema de refrigeración de la planta de cloruro de vinilo de Pajaritos. 	Se efectúan reparaciones y se mantienen los controles operativos para dar continuidad operativa a las plantas productivas.
Producción de petroquímicos.		
Gastos de operación de petroquímicos.	<ul style="list-style-type: none"> - Incremento de los gastos de operación en el rubro de conservación y mantenimiento por las reparaciones de los complejos petroquímicos Morelos, Cosoleacaque y Pajaritos. - Disminución de 12% en el volumen de producción respecto al programa anual. 	Se mantienen los controles operativos y financieros para incrementar la eficiencia operativa a las plantas productivas.
Índice de consumo de energía.	<ul style="list-style-type: none"> - El alto consumo de energía necesario para realizar las operaciones de arranque y paro de las plantas de proceso generó que el índice de consumo de energía estuviera por encima de la meta entre junio y noviembre, derivado de las reparaciones anuales de las plantas de los complejos petroquímicos Cosoleacaque, Morelos y Pajaritos. - Salida de operación, por control de inventarios, de una planta de amoníaco en Cosoleacaque. 	Se efectúan reparaciones y se mantienen los controles operativos para dar continuidad operativa a las plantas productivas. Particularmente para la planta de amoníaco VI se realizan acciones para reducir su consumo de energía.
Producto en especificación/producto entregado.	<ul style="list-style-type: none"> - Producción fuera de especificación de cloruro de vinilo a mediados de 2011. 	Intervención a los cambiadores agotados de la planta de derivados clorados III en Pajaritos.
Ahorro en el uso de materia prima y energía vs estándares tecnológicos internos de Pemex-Petroquímica.	<ul style="list-style-type: none"> - Mantenimiento general a las plantas de proceso del Complejo Petroquímico Morelos, que generó un alto consumo de materias primas y energéticos durante las operaciones de arranque y paro de las plantas. - Arranque de la planta de cloruro de vinilo en Pajaritos y salida de operación de la planta amoníaco VII de Cosoleacaque por fallas operativas durante el mes de diciembre. 	Se efectúan reparaciones y se mantienen los controles operativos para dar continuidad operativa a las plantas productivas.

PEMEX-PETROQUÍMICA		
META	CAUSAS DE LA DESVIACIÓN	ACCIONES CORRECTIVAS O DE MEJORA
Factor de insumo gas natural-amoniaco.	<ul style="list-style-type: none"> - Reparaciones programadas en plantas. - Catalizadores agotados del metanador y mutador de alta temperatura de la planta VII, los cuales se cambiaron durante la reparación, la cual también incluyó el cambio del aislamiento frio de dicha instalación. - Salida de operación de planta de amoniaco por control de inventarios. 	Con respecto a la planta VI se encuentran programados los cambios de los catalizadores de síntesis, reformador primario secundario durante la reparación programada en mayo de 2012.
Factor de insumo nafta-gasolinas.	<ul style="list-style-type: none"> - Crecimiento desigual en los precios de los productos aromáticos y petrolíferos, lo que generó un impacto sustancial en los resultados económicos del tren de aromáticos. 	Se tomó la decisión de negocio de disminuir la producción de componentes para gasolina con el propósito de mejorar los resultados económicos de la cadena. La producción de aromáticos y petrolíferos se redujo a los niveles mínimos requeridos para atender los compromisos contractuales.
Índice de frecuencia de accidentes.	<ul style="list-style-type: none"> - Durante 2011 se reportaron 25 accidentes ocurridos en las plantas de proceso de los complejos petroquímicos. 	Se implanta el plan para la reducción de accidentes en los centros de trabajo, con las siguientes acciones relevantes: <ul style="list-style-type: none"> - Reforzar el liderazgo. - Reuniones sistemáticas de seguridad con mandos medios (capacitación). - Designar promotor de la seguridad. - Disciplina operativa, reforzar los ciclos de trabajo por línea de mando. - Efectuar análisis del personal con problemas de actitud (pláticas motivacionales). - Reactivar campaña de manos.

En el caso de las metas del corporativo de Petróleos Mexicanos, de los cinco indicadores contemplados tres recibieron calificación sobresaliente y dos aceptable.

4. PROGRAMA DE INVERSIÓN

PRESUPUESTO DE INVERSIÓN APROBADO 2011 (DEVENGABLE)

La inversión anual aprobada en el Presupuesto de Egresos de la Federación de 2011 (PEF) para Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios ascendió a 307,078.8 millones de pesos, 6.7% mayor que en el presupuesto 2010 y 19.7% superior al monto que se ejerció en ese año. Los recursos autorizados se distribuyeron como sigue: Pemex-Exploración y Producción, 85%; Pemex-Refinación, 11.6%; Pemex-Gas y Petroquímica Básica, 1.6%; Pemex-Petroquímica, 1.2%; y el Corporativo de Petróleos Mexicanos, 0.6%.

- Durante 2011, la Secretaría de Hacienda y Crédito Público autorizó seis adecuaciones externas al presupuesto de Petróleos Mexicanos, a través del Módulo de Adecuaciones Presupuestarias de Entidades, las cuales disminuyeron el techo de gasto de inversión en 39,156.6 millones de pesos. Todos los organismos subsidiarios presentaron reducciones en su presupuesto de cierre preliminar respecto del PEF.

PETRÓLEOS MEXICANOS
PRESUPUESTO DE INVERSIÓN 2011
(millones de pesos)

CONCEPTO	PEF	ADECUADO	ADECUADO / PEF VARIACIÓN %
PRESUPUESTARIA	307,078.8	267,922.2	-12.8
Pemex-Exploración y Producción	261,099.0	236,102.6	-9.6
Pemex-Refinación	35,541.0	25,205.2	-29.1
Pemex-Gas y Petroquímica Básica	4,800.1	3,183.8	-33.7
Pemex-Petroquímica	3,852.9	2,722.1	-29.3
Corporativo	1,785.8	708.5	-60.3

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

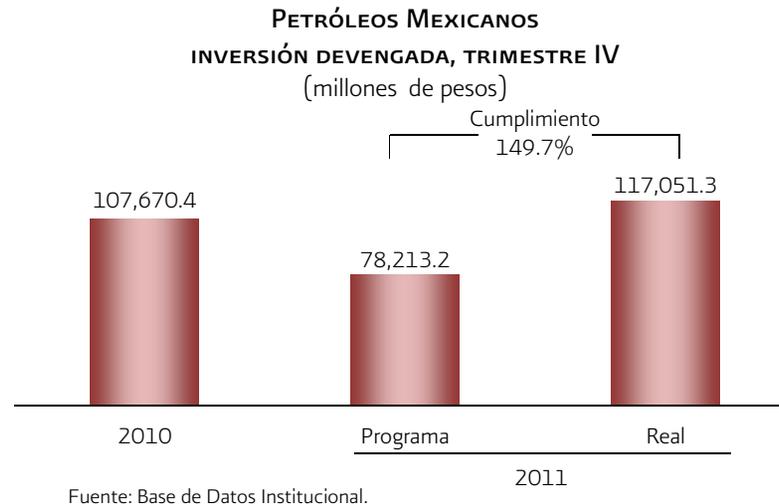
Fuente: Base de Datos Institucional.

Para el cuarto trimestre de 2011, el presupuesto de inversión aprobado a Petróleos Mexicanos ascendió a 78,213.2 millones de pesos, 25.5% del total anual, distribuido de la siguiente forma: Pemex-Exploración y Producción, 86.4%; Pemex-Refinación, 11%; Pemex-Gas y Petroquímica Básica, 1.2%; Pemex-Petroquímica, 1.3%; y el Corporativo de Petróleos Mexicanos, 0.1%. Considerando la modificación

presupuestal autorizada al cierre del año, la inversión programada para el periodo octubre-diciembre de 2011 se incrementó 50% y totalizó 117,296.1 millones de pesos. Este aumento se presentó en todos los organismos subsidiarios, principalmente en Pemex-Exploración y Producción y Pemex-Refinación.

EJERCICIO DEL PRESUPUESTO DE INVERSIÓN, CUARTO TRIMESTRE DE 2011

De octubre a diciembre de 2011, Petróleos Mexicanos devengó 117,051.3 millones de pesos, monto 5% mayor al registrado en el mismo trimestre del año previo, en términos reales,^{8/} con un cumplimiento de 149.7% del presupuesto original y 99.8% del adecuado. Las variaciones provienen de diversas reprogramaciones en el ejercicio de los proyectos durante este último trimestre. En su totalidad, la inversión fue presupuestaria (incluye recursos supervenientes,^{9/} por 636.1 millones de pesos) ya que no se ejercieron recursos de los fondos de inversión.



8/ Las variaciones de 2011 respecto a 2010 se realizan en términos reales, con un deflactor de 1.0341 para el periodo enero-diciembre y de 1.0350 para octubre-diciembre, conforme al Índice Nacional de Precios al Consumidor.

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

PEMEX-EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

El organismo subsidiario continuó con la ejecución de acciones orientadas a incrementar las reservas de hidrocarburos, estabilizar los niveles de producción de petróleo crudo y gas natural, mejorar el aprovechamiento de gas hidrocarburo, así como la implantación de las etapas del Sistema de Seguridad, Salud y Protección Ambiental.

La inversión realizada por Pemex-Exploración y Producción en el cuarto trimestre de 2011 ascendió a 102,059.5 millones de pesos y representó 6.6% más que lo reportado en el mismo trimestre del año previo, con 150.9% de cumplimiento de la meta y 99.8% del modificado. La inversión total incluye recursos supervenientes por 222.8 millones de pesos. Los proyectos que utilizaron mayores recursos fueron: Cantarell, Programa Estratégico de Gas, Aceite Terciario del Golfo, Burgos y Ku-Maloob-Zaap, que en conjunto erogaron 71.8% de la inversión de este organismo subsidiario. Cabe señalar que el ritmo de inversión de los proyectos obedece en primera instancia al calendario registrado en cartera en el Presupuesto de Egresos de la Federación de cada año, que se adecúa en función de la estrategia de exploración y producción y el comportamiento de los yacimientos.

PEMEX-REFINACIÓN

Las inversiones de Pemex-Refinación se enfocan al aumento de los rendimientos de gasolinas y destilados intermedios, a mejorar la confiabilidad operacional de sus instalaciones, así como garantizar el abasto de petrolíferos en el país al mínimo costo posible, con calidad y oportunidad. Asimismo, dirige 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 último trimestre de 2011, el organismo subsidiario ejerció 11,579.4 millones de pesos (incluye recursos supervenientes por 349.1 millones de pesos), monto 8.7% inferior al reportado en el mismo periodo del año anterior, con un cumplimiento de 134.2% del presupuesto, debido al mayor gasto en los proyectos de mantenimiento de la capacidad de producción de las seis refinerías. Respecto al adecuado el cumplimiento fue 100.2%.

Los proyectos que ejercieron mayores recursos de inversión en este trimestre fueron: mantenimiento de la capacidad en las seis refinerías del SNR, 47.5% del total; calidad de los combustibles y su estudio de preinversión, 19.8%; reconfiguración de la Refinería de Minatitlán, 6.3%; y otros proyectos, 26.4%.

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 octubre-diciembre de 2011 ejerció 1,676 millones de pesos, 8.1% menos que lo erogado en el mismo trimestre de 2010, con un cumplimiento de 183.6% del presupuesto original y 98.2% del modificado. La inversión fue presupuestaria en su totalidad e incorpora 62.9 millones de pesos de recursos supervenientes. Los proyectos: 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 y mantenimiento integral del transporte por ducto a nivel nacional, representaron en su conjunto 28.1% del total de la inversión.

PEMEX-PETROQUÍMICA

La meta estratégica del organismo subsidiario centra sus esfuerzos en incrementar su participación en la atención de la demanda de petroquímicos. Las inversiones están dirigidas a la modernización de su capacidad instalada. Entre los objetivos relevantes de Pemex-Petroquímica se encuentra el 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 y mejor cuidado del medio ambiente; así como, establecer mecanismos que promuevan una mayor participación de inversión complementaria.

En el cuarto trimestre de 2011, este organismo subsidiario invirtió 1,115.2 millones de pesos (incluye 1.3 millones de pesos de recursos supervenientes), 15.8% más que en el mismo trimestre del año anterior, con un cumplimiento de 108.3% del programa y 97.5% del adecuado. Los proyectos que ejercieron mayores recursos fueron: modernización y ampliación del tren de aromáticos I del Complejo Petroquímico La Cangrejera (43.5%), ampliación de la planta de óxido de etileno de 225 a 360 mil toneladas anuales en el Complejo Petroquímico Morelos (2.5%), modernización y optimización de la infraestructura de servicios auxiliares I (1.9%) y sostenimiento de la capacidad de producción de derivados del etano II (1.4%), y otros proyectos (que representaron 50.7%).

CORPORATIVO DE PETRÓLEOS MEXICANOS

Durante el último trimestre de 2011, el Corporativo de Petróleos Mexicanos erogó 621.3 millones de pesos, más del doble de los recursos

ejercidos el mismo trimestre del año previo. Los proyectos a los que se destinaron más recursos fueron: equipamiento de unidades médicas (39.7%), renovación de instalaciones en unidades médicas (10.8%), construcción de unidades médicas (5.4%) y otros proyectos (44.1%). El resultado del cuarto trimestre contrasta con la meta debido a la reprogramación de pagos realizados en este trimestre. El cumplimiento respecto al adecuado fue 99.4%.

PETRÓLEOS MEXICANOS
INVERSIÓN DEVENGADA, TRIMESTRE IV
(millones de pesos)

CONCEPTO	2010	2011			CUMPLIMIENTO (%)		VARIACIÓN REAL ^{1/} (%) 2011/2010
		PROGRAMA	ADECUADO	EJERCICIO	PROGRAMA	ADECUADO	
TOTAL	107,670.4	78,213.2	117,296.1	117,051.3	149.7	99.8	5.0
Pemex-Exploración y Producción	92,536.1	67,613.2	102,262.7	102,059.5	150.9	99.8	6.6
Pemex-Refinación	12,253.6	8,626.2	11,557.7	11,579.4	134.2	100.2	-8.7
Pemex-Gas y Petroquímica Básica	1,761.4	913.0	1,706.5	1,676.0	183.6	98.2	-8.1
Pemex-Petroquímica	930.1	1,029.6	1,144.0	1,115.2	108.3	97.5	15.8
Corporativo	189.3	31.2	625.2	621.3	1,991.3	99.4	217.1
PRESUPUESTARIA	107,641.5	78,213.2	117,296.1	117,051.3	149.7	99.8	5.1
Pemex-Exploración y Producción	92,536.1	67,613.2	102,262.7	102,059.5	150.9	99.8	6.6
Pemex-Refinación	12,224.7	8,626.2	11,557.7	11,579.4	134.2	100.2	-8.5
Pemex-Gas y Petroquímica Básica	1,761.4	913.0	1,706.5	1,676.0	183.6	98.2	-8.1
Pemex-Petroquímica	930.1	1,029.6	1,144.0	1,115.2	108.3	97.5	15.8
Corporativo	189.3	31.2	625.2	621.3	1,991.3	99.4	217.1
Fondos	28.9	-	-	-	-	-	-100.0
Pemex-Refinación	28.9	-	-	-	-	-	-100.0

1/ Considera un deflactor de 1.0350, conforme al Índice Nacional de Precios al Consumidor.

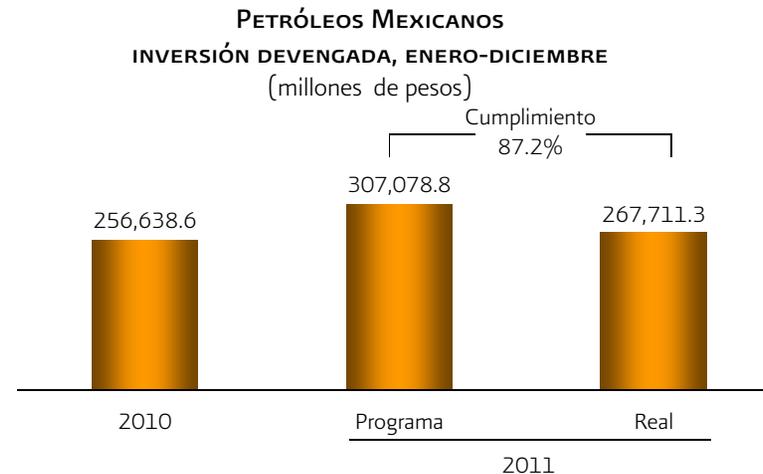
La suma de los parciales puede no coincidir debido al redondeo.

Fuente: Base de Datos Institucional.

EJERCICIO DEL PRESUPUESTO DE INVERSIÓN, ENERO-DICIEMBRE 2011

Durante 2011, Petróleos Mexicanos devengó 267,711.3 millones de pesos, monto 0.9% mayor al registrado en el año previo, en términos reales, con un cumplimiento de 87.2% del presupuesto original y 99.9% del modificado. La mayor parte de los proyectos, principalmente de

Pemex-Exploración y Producción, y de Pemex-Refinación, presentaron un ritmo de inversión más lento que el estimado. Del monto total, a la inversión presupuestaria le correspondieron 267,711.1 millones de pesos (incluye recursos supervenientes por 2,495.8 millones de pesos) y a fondos de inversión 0.2 millones de pesos.



PEMEX-EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

La inversión realizada por Pemex-Exploración y Producción en 2011 ascendió a 235,899.7 millones de pesos, que representó 0.1% menos que lo reportado el año previo, con 90.3% de cumplimiento de la meta y 99.9% del adecuado. Del ejercicio total, 235,899.5 millones de pesos (incluye recursos supervenientes por 1,479.8 millones de pesos) fueron de origen presupuestario y 0.2 millones de pesos no presupuestario, ya que provienen del Fondo de Ingresos Excedentes (FIEEX). La participación de los proyectos Cantarell, Programa Estratégico de Gas, Ku-Maloob-Zaap, Burgos y Aceite Terciario del Golfo representaron 70.6% de la inversión total del organismo subsidiario en el año. A continuación se presentan los avances registrados en cada uno de estos proyectos.

- Cantarell: Su objetivo consiste en recuperar el volumen de reservas, con un incremento en el factor de recuperación de hidrocarburos y avanzar en el programa de mantenimiento de presión, perforación de desarrollo, además de asegurar la integridad del personal e

instalaciones, y la protección al medio ambiente. Ejerció 50,351.3 millones de pesos, destaca la terminación de 18 pozos de desarrollo y la instalación de la plataforma recuperadora de pozos Kambesah.

- Programa Estratégico de Gas: Se invirtieron 34,161.7 millones de pesos. El proyecto pretende desarrollar un plan integral de exploración y explotación que aproveche oportunidades para incrementar significativamente la oferta de gas natural en el mediano y largo plazos, a fin de satisfacer la demanda interna y reducir las importaciones. Este proyecto integra campos ubicados en cinco activos integrales. Entre las principales obras terminadas en 2011, destacan tres pozos exploratorios y 24 de desarrollo en el Activo Integral Veracruz, seis pozos de desarrollo en el Activo Integral Abkatún-Pol-Chuc, tres pozos de desarrollo en el Activo Integral Múspac, siete pozos de desarrollo en el Activo integral Macuspana y siete pozos de desarrollo en el Activo Integral Litoral de Tabasco.
- Ku-Maloob-Zaap: Se erogaron 28,962.7 millones de pesos que permitieron terminar 12 pozos de desarrollo, una plataforma de generación de energía eléctrica en Zaap-C y dos gasoductos con 32 kilómetros de longitud; se terminó la instalación de ocho cables eléctricos submarinos de PG-Zaap-G a plataformas periféricas de Maloob y Zaap. El objetivo es recuperar reservas de crudo y gas, mediante la optimización del desarrollo de los campos Ku, Maloob, Zaap, Bacab, Lum, Ayatsil y Pit; considera un esquema de mantenimiento de presión por medio de inyección de nitrógeno; y el desarrollo integral de la infraestructura para el manejo de la producción de crudos extra pesados, característicos de estos campos.
- Burgos: Se destinaron 26,936.6 millones de pesos, en la terminación de 173 pozos de desarrollo^{10/} y 14 exploratorios, siete gasoductos de 12 a 30 pulgadas de diámetro con una longitud total de 206.1 kilómetros, tres gasolinoductos con 17.9 kilómetros de longitud, así como la construcción del centro de manejo de líquidos de Nejo y el centro de acondicionamiento de gas de Nejo-3, las estaciones de recolección de gas Palmito 3, Palmito 4, Comitas 2 y Rusco 1. El objetivo del proyecto es desarrollar el potencial productivo de las cuencas de Burgos y Sabinas, así como del área de Piedras Negras en la zona norte del país, para fortalecer la oferta de gas natural.
- Aceite Terciario del Golfo: Tiene como propósito acelerar la recuperación de las reservas de hidrocarburos 2P (probadas + probables) y maximizar el valor económico del Paleocanal de Chicontepec, mediante la perforación y terminación de más de seis mil pozos de desarrollo y la reparación mayor de más de nueve mil pozos durante todo el horizonte del proyecto. Adicionalmente, aportará gas asociado húmedo dulce. Se invirtieron 26,156.3 millones de pesos que se destinaron a la terminación de 513 pozos de desarrollo, dos gasoductos y un

10/ No incluye proyectos especiales ni pozos accidentados.

oleoducto con una longitud total de 25.5 kilómetros de la batería Coyotes 2 a la batería Soledad Norte. Asimismo en septiembre se terminó la batería de separación Remolino III.

PEMEX-REFINACIÓN

En 2011, el organismo subsidiario ejerció 25,226.9 millones de pesos (incluye recursos supervenientes por 873.1 millones de pesos), monto 8.8% superior al reportado el año anterior, con un cumplimiento de 71% de la meta y 100.1% del adecuado. La variación respecto al año previo se debe sobre todo al incremento en la inversión del proyecto calidad de combustibles, así como de su estudio de preinversión. Los principales proyectos ejecutados en 2011 fueron los siguientes:

- Proyecto calidad de combustibles. Se ejercieron 6,889.3 millones de pesos (incluye 1,103.8 millones de pesos del estudio de preinversión para ingenierías básicas), con el fin de dar cumplimiento a la NOM-086, relativa a la calidad de los combustibles mediante las siguientes dos fases:
 - Fase gasolinas, tiene el propósito de producir gasolinas de Ultra Bajo Azufre (UBA). Durante 2011, por refinería tuvo los siguientes avances: En Cadereyta se alcanzó un avance físico de 68.9% y en Madero 55.5%, en ambas refinerías se logró 100% de avance en los equipos críticos. En Cadereyta se montaron tres torres de proceso, se trabaja en trincheras aceitosa, pluvial y eléctrica. En Madero se montó el calentador a fuego directo y se instalan circuitos de tubería de diferente diámetro y servicio. En Tula alcanzó un avance físico de 43.5% y en Salamanca 44.7%. En Tula continúan aplicándose las 158 recomendaciones del reporte sobre el estudio de análisis de riesgo y operatividad (HAZOP, por sus siglas en inglés), se unen las secciones de la columna de destilación e hidrogenación, se instala faldón, muñones y orejas para el izaje. En Salamanca continúa la procura de los equipos críticos y principales, la recepción de dibujos, inspección de materiales, pruebas y recepción en sitio, en cuanto a construcción se realiza el izaje de la columna de destilación e hidrogenación y de la columna absorbidora de gas de recirculación, además se instala acero de refuerzo para equipos de proceso, así como candeleros y zapatas para racks de tuberías. Salina Cruz alcanzó un avance físico de 28.8% y Minatitlán de 30.8%; en ambas refinerías continúa la ingeniería de detalle de cimentaciones y la prefabricación, hincado y descabece de pilas para la cimentación de equipos, edificios y racks de tuberías. En Minatitlán se editaron isométricos^{11/} de tuberías correspondientes a los racks de integración; en Salina Cruz se colocaron órdenes de compra por 321 equipos de un total de 646 y diez se encuentran en sitio.

11/ La isometría es un método gráfico de representación.

- Fase diesel, cuyo propósito es producir diesel UBA. Al cierre de diciembre de 2011, se recibió el paquete de ingeniería para las plantas hidrosulfuradoras, nuevas y a remodelar, de las refinerías Madero, Minatitlán, Salina Cruz, Tula y Salamanca. Se solicitó elaborar los términos de referencia y la propuesta técnica-económica, para desarrollar ingeniería básica de plantas de aguas amargas en Tula y Salamanca. Continuó el desarrollo del paquete de ingeniería básica y corrección de documentos de la planta de hidrógeno de la refinería de Cadereyta; se encuentra en preparación el dictamen de factibilidad técnica económica y ambiental, así como en validación los entregables, para la acreditación del FEL (metodología para la definición y planeación de proyectos de inversión) III de Cadereyta. Concluyó la homologación de tecnologías, los licenciadores de recuperación de azufre y la generadora de hidrógeno en Salamanca. El IMP concluyó la selección de licenciador de la planta de hidrógeno de Salina Cruz. Continuó el desarrollo de la ingeniería conceptual fuera de límites de batería (OSBL, por sus siglas en inglés) de las refinerías de Madero, Minatitlán, Salamanca, Salina Cruz y Tula.
- Reconfiguración de la refinería de Minatitlán. Se invirtieron 3,504.1 millones de pesos, 29.1% menos en términos reales, respecto a 2010. Este proyecto tiene como objetivo incrementar la producción de destilados a partir de residuales, mediante la expansión de la capacidad y el aumento de la complejidad de la refinería, que requirió la construcción de 12 plantas nuevas y de alta conversión para transformar el combustóleo en destilados y elevar la proporción de crudo pesado que se procesa. Este proyecto también incluye una unidad de servicios auxiliares (dos calderas y un turbogenerador) y obras de integración (un gasoducto de 12 pulgadas de diámetro y 12 kilómetros de longitud, un oleoducto de 30 pulgadas de diámetro y 12 kilómetros de longitud, un hidrogenoducto de 10 pulgadas de diámetro y 25.4 kilómetros de longitud, un clarifloculador^{12/}, tres quemadores elevados y dos torres de enfriamiento, principalmente).
 - Con este proyecto de reconfiguración, la capacidad de proceso de crudo de la refinería llegó a 285 mil barriles diarios, con un óptimo de 246 mil barriles diarios. De este volumen 70% corresponde a crudo Maya (pesado), lo que permitirá aumentar la elaboración de productos de alto valor agregado, como gasolinas, 77.4 miles de barriles diarios de Pemex Magna y 15.4 miles de barriles diarios de Pemex Premium; diesel 38.7 miles de barriles de Pemex Diesel y 30 mil barriles de Pemex Diesel UBA, y turbosina, 13.1 miles de barriles diarios. Además se producirán 23.7 miles de barriles de combustóleo y 3,300 toneladas de coque.
 - En el primer bloque, la planta hidrosulfuradora de diesel se encuentra en operación normal con una carga promedio de 30 mil barriles diarios de diesel UBA; de la planta de hidrógeno, se encuentra en operación el tren A y al 70% de capacidad el tren B; de la planta

12/ Es una operación usada para clarificar aguas residuales.

recuperadora de azufre, el tren 1 está en operación y el tren 2 al 56%, los trenes 3 y 4 están listos para operar. En aguas amargas, los trenes 1 y 2 se encuentran operando y los trenes 3 y 4 están disponibles para entrar en operación.

- En el segundo bloque, la planta combinada Maya se encuentra en operación, ya que a partir de septiembre de 2011 la planta pasó al control, resguardo, operación y mantenimiento del personal de la refinería; la planta catalítica está en operación; en diciembre de 2011 se realizaron pruebas de comportamiento en la planta de hidrosulfuradora de gasóleos y actualmente está operando; una de las plantas de alquilación, concluyó satisfactoriamente las pruebas de comportamiento en noviembre, por lo que entró en operación; respecto a la otra planta de alquilación, se programó el cierre de pendientes para enero de 2012. El hidrogenoducto se encuentra en operación manual a condiciones normales.
 - En el tercer bloque, el tren 1 de la planta coquizadora entró en operación en diciembre, en tanto que la planta hidrosulfuradora de nafta de coque y la regeneradora de aminas se encuentran en operación.
- Aumento de la capacidad de almacenamiento y distribución Tuxpan-México. Se ejercieron 845.8 millones de pesos, monto 44.9% mayor en términos reales respecto a 2010. Con la realización de este proyecto se garantizará el suministro de combustibles a la zona metropolitana del Valle de México. En 2011, sobresale la conclusión de la primera etapa del poliducto (21.85 kilómetros), que permitió elevar de 110 a 120 mil barriles diarios su capacidad de transporte; la actualización de tres estaciones de bombeo, que concluyó en julio; de la instalación de dos turbinas en la estación de bombeo Beristáin; de la interconexión del poliducto de 18 pulgadas en noviembre y la estación Beristáin que fue inaugurada en diciembre de 2011.
- Construcción de la nueva refinería de Tula. Se ejercieron 69.5 millones de pesos en el estudio de preinversión. Este proyecto tiene como objetivo 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, y que al mismo tiempo aproveche los residuales procedentes de la refinería Miguel Hidalgo, también ubicada en Tula. La nueva refinería contará con tecnología de última generación que permitirá producir combustibles de alta calidad para satisfacer la demanda de la zona metropolitana del Valle de México.
- Al 31 de diciembre de 2011 los avances fueron: inició la construcción de la barda perimetral; se acreditó la etapa FEL II; inició el proceso licitatorio para la contratación del administrador del proyecto (PMC, *Project Management Constructor*) y del desarrollador de la ingeniería básica extendida (FEED, *Front End Engineering Design*); están en elaboración los estudios de ingeniería para reubicación de canales de

riego, basureros, potencial geohidrológico, así como de líneas de alta tensión; se contrató a la Universidad Nacional Autónoma de México para el estudio del impacto ambiental de la refinería y los ductos; continúa en negociación el convenio de colaboración con el Gobierno de Hidalgo.

- Reconfiguración de la refinería de Salamanca. Se ejercieron 516.4 millones de pesos, que consideran 437.6 millones de pesos de su estudio de preinversión. Este proyecto busca aumentar la disponibilidad de gasolinas, destilados intermedios, y el proceso de crudos pesados, así como reducir la producción de combustóleo y asfalto, mediante la construcción de ocho plantas y la modernización del tren de lubricantes.
 - Al concluir este proyecto, la capacidad de proceso de la refinería alcanzará 200 mil barriles diarios de petróleo crudo, 4% más que la actual, donde destaca el aumento de 13% en el proceso de crudo pesado tipo Maya, y el aumento de la producción de combustibles de alto valor agregado.
 - Al cierre de 2011 se tuvieron los siguientes avances: concluyó la acreditación de la fase FEL II, cuenta con la ingeniería básica de la planta de coquización; se contrató al Instituto Mexicano del Petróleo como administrador del proyecto y desarrollador de la ingeniería básica extendida; está en revisión el contrato para conversión de la planta H-Oil a hidrodesulfuradora de gasóleos; se formalizó un contrato con la Universidad Nacional Autónoma de México para la elaboración del dictamen de factibilidad técnica, económica y ambiental; se firmó contrato con Comisión Federal de Electricidad para la reubicación de algunas líneas de alta tensión. El estudio de preinversión alcanzó un avance físico de 21.2%.
- Para mantener la producción de las refinerías del SNR se erogaron 8,843 millones de pesos, 35.1% de los recursos de Pemex-Refinación destinados a inversión.
- Cumplimiento a la NOM-148, relativa a la regulación de la emisión de compuestos de azufre en las refinerías de Minatitlán y Salamanca. El proyecto contempla la construcción y puesta en operación de plantas de recuperación de azufre en estas refinerías. Para Minatitlán se publicó licitación en mayo 2010, misma que se declaró desierta en septiembre de ese año, actualmente se encuentra en revisión de capacidad por el área operativa. Para Salamanca el desarrollo de la ingeniería, procura y construcción (IPC) alcanzó un avance físico de 76.1%. La fecha estimada de terminación es marzo de 2012.
- 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 una segunda fase. Al cierre de 2011 se ejercieron 259.9 millones de pesos, los principales avances fueron: en mayo 2011 se formalizó contrato de arrendamiento financiero y se realizó la entrega-recepción del buquetanque “Centenario” en Veracruz; en diciembre se llevó a cabo la formalización de los contratos de arrendamiento financiero de cuatro buquetanque (Alpine Hallie, Ocean Chariot, Ocean Crest y Alpine Emma), los cuales fueron entregados por PMI a Pemex-Refinación. Asimismo se espera que en enero de 2012 se entregue un buquetanque adicional.

- 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 2,568 kilómetros de ductos, 9% de la red de Pemex-Refinación, la automatización (ingeniería, suministro e instalación) de 129 sitios. En 2011 se ejercieron 124.8 millones de pesos, concluyó el contrato de automatización y se encuentra en proceso la adquisición del *hardware*, *software* y de los centros de control.
 - SCADA 47. Considera 11,055 kilómetros de ductos, 79% de la red de Pemex-Refinación. Consiste en un contrato para la automatización de 194 sitios. Los avances durante 2011 consistieron en la revisión de las propuestas técnicas y económicas de la licitación, se dio el fallo en septiembre y se formalizó el contrato en octubre.

PEMEX-GAS Y PETROQUÍMICA BÁSICA

Durante 2011 ejerció 3,186.9 millones de pesos, 16.6% menos que en el año previo, con un cumplimiento de 66.4% del presupuesto original y 100.1% del modificado. El total incorpora 141.5 millones de pesos de recursos supervenientes. Los avances fueron los siguientes:

- En la construcción de la planta criogénica del Complejo Procesador de Gas Poza Rica se ejercieron 1,083.7 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. La inversión total considera la construcción de una planta fraccionadora de licuables, y dos esferas de almacenamiento con capacidad para 20 mil barriles cada una. Se invirtieron 96.5 millones de pesos para la conservación de la confiabilidad operativa en ese complejo. El avance físico a diciembre de 2011 fue 85%.
 - Concluyó la ingeniería básica y de detalle, así como la procura de los equipos principales y críticos (torre desbutanizadora, compresor-expansor, turbocompresores e intercambiadores de calor); continúa la recepción en sitio de equipo e instrumentos de control; así como los

trabajos de construcción, montaje, inspección y alineación de equipos mecánicos de la planta criogénica (deshidratadores y compresor expansor), construcción de ductos y cableado para instalación de instrumentos y sistemas de protección, y la construcción de los sistemas de drenaje y de plantas de tratamiento de efluentes, entre otros.

- En 2011 se erogaron 183.4 millones de pesos para la construcción de libramientos, rehabilitaciones, adquisiciones y mantenimiento integral de ductos, cifra 40.7% menor a lo ejercido en 2010, en términos reales. 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. En el proyecto libramiento Jalapa se declaró desierta la licitación pública nacional para su terminación. Respecto a los trabajos de interconexión se cuenta con toda la información para iniciar un segundo proceso de licitación de este servicio.
- Se avanza en la construcción, por parte de un tercero, de la primera planta de cogeneración de energía eléctrica a gran escala (300 mega Watts) en el Complejo Procesador de Gas Nuevo Pemex, 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. Adicionalmente con este proyecto se obtendrán de 550 a 800 toneladas-hora de vapor, 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; así como el desarrollo de montaje de filtros y reguladores de presión de gas combustible, pruebas de pre-arranque de los subsistemas de transmisión, trabajos de obra civil de camino de acceso, vialidades y terracerías, entre otros. Concluyó la construcción de subestaciones eléctricas, montaje de bombas de agua de alimentación a recuperadoras de calor, montaje de la estructura metálica en caseta de bombas de agua desmineralizada, condensada y agua contra incendio, montaje de tuberías y tratamiento térmico de la tubería de vapor principal. El proyecto presenta un avance físico de 91%.
- Etileno XXI. Con este proyecto se promueve la construcción de un complejo petroquímico de clase mundial mediante la inversión privada. El proyecto 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.
- Continúan los trabajos previos al desarrollo del proyecto Ductos Petroquímicos vía Agave, el cual consiste en la construcción de un ducto de 20 pulgadas de diámetro y 70 kilómetros de longitud, de Ciudad Pemex a Nuevo Pemex, con el que se busca renovar la infraestructura de transporte de petroquímicos básicos (mezcla de etano, propano, butano y otros), para su fraccionamiento en el Complejo Procesador de Gas Nuevo Pemex.

- Prosiguen los trabajos previos al proyecto Transporte de Petroquímicos de Nuevo Pemex-Cactus a Coatzacoalcos, que consiste en la construcción de dos ductos, uno de 12 pulgadas de diámetro y 11 kilómetros de longitud de Nuevo Pemex a Cactus y otro ducto de 20 pulgadas de diámetro y 130 kilómetros de longitud de Cactus a La Cangrejera, para el transporte de etano, gas e integración al anillo de etano.
 - Las actividades de los dos proyectos anteriores se programaron para su conclusión antes de las pruebas de operación del proyecto Etileno XXI. Obtuvieron la acreditación FEL I en julio de 2011 y el contrato para los trabajos de trazo y perfil están concluidos y en etapa de revisión jurídica. Al cierre de 2011 se encontraban en preparación de las propuestas técnico-económicas.

PEMEX-PETROQUÍMICA

En 2011, el organismo subsidiario invirtió 2,693.3 millones de pesos (incorpora 1.3 millones de pesos de recursos supervenientes), 26.6% más que en el año anterior, con un cumplimiento de 69.9% del programa y 98.9% del adecuado. El menor ejercicio se debió, sobre todo, a retrasos en la procura de algunos equipos principales y refacciones, así como los servicios auxiliares en integración en el Complejo Petroquímico La Cangrejera y a la entrega de documentación para garantizar la calidad de los equipos y materiales instalados. El proyecto que ejerció mayores recursos de la inversión total fue modernización y ampliación del tren de aromáticos en el Complejo Petroquímico La Cangrejera con 50.2%.

- Los recursos se destinaron a proyectos estratégicos entre los que se encuentra la modernización y ampliación del tren de aromáticos del Complejo Petroquímico La Cangrejera se destinaron 1,353.2 millones de pesos, para incrementar el rendimiento de productos de alto valor y satisfacer la demanda de paraxileno y benceno. En la primera parte del proyecto, el IPC-I Unidad de Proceso CCR Platforming presenta un avance físico de 92.7% al 31 de diciembre de 2011. La segunda parte, que corresponde al IPC-2 (Tatoray-Parex-Revamps), se encuentra en desarrollo de la etapa FEL III.
- Para la ampliación de la planta de óxido de etileno en el Complejo Petroquímico Morelos se ejercieron 84.3 millones de pesos, 24.1% más que lo erogado en el año previo. Este proyecto consta de dos etapas, la primera etapa tiene como objetivo aumentar la capacidad de 225 a 280 mil toneladas, el cual concluyó en su parte física y registró un avance financiero real de 91.1%; en noviembre de 2011 se firmó el acta de finiquito del contrato y sólo quedó pendiente por parte del contratista, la entrega de soportes por trabajos extraordinarios y gastos financieros. La planta se encuentra operando normalmente. Respecto a la segunda etapa, derivado del análisis del Comité de Estrategia e Inversiones y de la recomendación de éste al Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos, se trabaja en la elaboración de documentos correspondientes a FEL III para presentarlo a la autorización del Grupo de Trabajo.

- Durante 2011 se ejercieron 102 millones de pesos para el sostenimiento de la capacidad de producción de derivados del etano en el Complejo Petroquímico Morelos.

CORPORATIVO DE PETRÓLEOS MEXICANOS

Durante 2011, el Corporativo de Petróleos Mexicanos erogó 704.6 millones de pesos, que representaron 39.5% de cumplimiento de la meta original y 99.4% del adecuado, en lo cual influyó significativamente la aplicación del decreto de austeridad que originó menor ejercicio de recursos destinados a la adquisición de equipo de cómputo, mobiliario de oficina y vehículos. De la inversión total del organismo, se ejercieron 292.2 millones de pesos en equipamiento de unidades médicas, 80.5 millones en la renovación de instalaciones en unidades médicas, 43.3 millones de pesos en construcción de unidades médicas y 288.6 millones de pesos en otros proyectos varios.

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

CONCEPTO	2010	2011			CUMPLIMIENTO (%)		VARIACIÓN REAL ^{1/} (%) 2011/2010
		PROGRAMA	ADECUADO	EJERCICIO	PROGRAMA	ADECUADO	
TOTAL	256,638.6	307,078.8	267,922.2	267,711.3	87.2	99.9	0.9
Pemex-Exploración y Producción	228,257.2	261,099.0	236,102.6	235,899.7	90.3	99.9	-0.1
Pemex-Refinación	22,431.9	35,541.0	25,205.2	25,226.9	71.0	100.1	8.8
Pemex-Gas y Petroquímica Básica	3,693.3	4,800.1	3,183.8	3,186.9	66.4	100.1	-16.6
Pemex-Petroquímica	2,057.5	3,852.9	2,722.1	2,693.3	69.9	98.9	26.6
Corporativo	198.7	1,785.8	708.5	704.6	39.5	99.4	242.9
PRESUPUESTARIA	256,553.7	307,078.8	267,922.2	267,711.1	87.2	99.9	0.9
Pemex-Exploración y Producción	228,257.2	261,099.0	236,102.6	235,899.5	90.3	99.9	-0.1
Pemex-Refinación	22,347.0	35,541.0	25,205.2	25,226.9	71.0	100.1	9.2
Pemex-Gas y Petroquímica Básica	3,693.3	4,800.1	3,183.8	3,186.9	66.4	100.1	-16.6
Pemex-Petroquímica	2,057.5	3,852.9	2,722.1	2,693.3	69.9	98.9	26.6
Corporativo	198.7	1,785.8	708.5	704.6	39.5	99.4	242.9
FONDOS	84.9	-	-	0.2	-	-	-99.8
Pemex-Exploración y Producción	-	-	-	0.2	-	-	-
Pemex-Refinación	84.9	-	-	-	-	-	-100.0

1/ Considera un deflactor de 1.0341, conforme al Índice Nacional de Precios al Consumidor.

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

Fuente: Base de Datos Institucional.

5. INFORMACIÓN FINANCIERA

5.1 PRINCIPALES POLÍTICAS Y CRITERIOS CONTABLES UTILIZADOS

La preparación de los estados financieros requiere que la administración 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 conforme a los lineamientos de NEIFGSP. 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. 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), 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

Las inversiones en compañías subsidiarias se valúan conforme. 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) 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).

(e) 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.

(f) 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.

(g) 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.

(h) *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.

(i) *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, incrementando, 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.

(j) *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 no auditada; 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.

(k) 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.

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	33	3
Plantas y equipo de perforación	20-33	3-5
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.

(l) 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.

(m) 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 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.

(n) 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.

(o) *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.

(p) *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.

(q) *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.

(r) *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, 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.

(s) *Efecto acumulado por conversión-*

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

(t) *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.

(u) *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.

(v) *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.

(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) *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.

(y) *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.

(z) *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 lista a continuación:

a) 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).

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 (ver nota 6), sin embargo bajo el Catálogo de Cuentas Autorizado por la SHCP estos se presentan en el rubro de Documentos y cuentas por cobrar.

c) 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.

(aa) 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.

5.2 ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

Los resultados financieros que se presentan fueron elaborados conforme a Normas Gubernamentales (NG) y corresponden a los estados de resultados consolidados del periodo octubre-diciembre y acumulados al 31 de diciembre de 2011 y 2010, así como el comparativo con los saldos del estado de situación financiera al 31 de diciembre de 2011 y 31 de diciembre de 2010 de Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios. Estos estados financieros muestran diferencias con los preparados con base en las Normas de Información Financiera (NIF). Dichos estados financieros contienen cifras preliminares y no están auditados.

PETRÓLEOS MEXICANOS Y SUS ORGANISMOS SUBSIDIARIOS
ESTADOS DE RESULTADOS CONSOLIDADOS
CIFRAS PRELIMINARES BAJO NORMAS GUBERNAMENTALES (NG)
(MILLONES DE PESOS)

CONCEPTO	DEL 1 DE OCTUBRE AL 31 DE DICIEMBRE				DEL 1 DE ENERO AL 31 DE DICIEMBRE			
	2011	2010	VARIACIÓN		2011	2010	VARIACIÓN	
			IMPORTE	(%)			IMPORTE	(%)
INGRESOS TOTALES	403,145.4	325,962.1	77,183.3	23.7	1,478,562.3	1,202,714.5	275,847.8	22.9
En el país	202,331.5	176,147.8	26,183.8	14.9	779,198.0	683,853.3	95,344.6	13.9
De exportación	198,827.5	148,976.7	49,850.8	33.5	694,578.5	515,308.3	179,270.3	34.8
Ingresos por servicios	1,986.4	837.7	1,148.7	137.1	4,785.8	3,552.9	1,232.9	34.7
COSTO DE VENTAS	199,042.7	158,411.9	40,630.8	25.6	678,618.6	529,315.0	149,303.6	28.2
RENDIMIENTO BRUTO	204,102.7	167,550.3	36,552.4	21.8	799,943.8	673,399.5	126,544.2	18.8
GASTOS GENERALES	19,980.6	25,551.5	-5,571.0	-21.8	81,064.9	87,100.8	-6,035.9	-6.9
Gastos de distribución	5,485.5	6,462.8	-977.3	-15.1	20,171.8	20,757.5	-585.6	-2.8
Gastos de administración	14,495.1	19,088.7	-4,593.6	-24.1	60,893.1	66,343.3	-5,450.2	-8.2
RENDIMIENTO DE OPERACIÓN	184,122.2	141,998.8	42,123.4	29.7	718,878.8	586,298.7	132,580.1	22.6
OTROS INGRESOS (GASTOS)-NETO	75,159.6	10,590.3	64,569.3	609.7	182,464.0	60,843.7	121,620.3	199.9
RESULTADO INTEGRAL DE FINANCIAMIENTO	25,958.8	2,419.0	23,539.8	973.1	86,403.9	11,373.0	75,030.8	659.7
Intereses pagados-neto	5,332.7	6,465.2	-1,132.5	-17.5	27,263.0	30,980.9	-3,717.9	-12.1
Pérdida (utilidad) en cambios-neta	20,626.1	-4,046.2	24,672.3	609.8	59,140.8	-19,607.9	78,748.7	401.6
PARTICIPACIÓN EN LOS RESULTADOS DE SUBSIDIARIAS Y ASOCIADAS	-858.4	5,033.9	-5,892.2	-117.1	2,987.7	5,380.2	-2,392.5	-44.5
RENDIMIENTO ANTES DE IMPUESTOS, DERECHOS Y APROVECHAMIENTOS	232,464.6	155,203.9	77,260.7	49.8	817,926.7	641,149.6	176,777.1	27.6
Impuestos, derechos y aprovechamientos	242,734.4	168,807.1	73,927.3	43.8	872,395.2	652,519.8	219,875.4	33.7
RENDIMIENTO NETO	-10,269.8	-13,603.1	3,333.4	24.5	-54,468.5	-11,370.2	-43,098.3	-379.0

La suma de los parciales puede no coincidir por redondeo.

EXPLICACIÓN A LAS VARIABLES

(1 DE OCTUBRE AL 31 DE DICIEMBRE DE 2011 / 1 DE OCTUBRE AL 31 DE DICIEMBRE DE 2010)

El valor de las ventas en el mercado nacional mostró un incremento de 14.9% 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 y combustóleo.

Las ventas de exportación presentaron un aumento de 49.9 miles de millones de pesos (33.5%), el cual se debió sobre todo a un mayor precio promedio de la mezcla de crudo mexicano en los mercados internacionales que fue de 104.3 dólares por barril promedio de octubre a diciembre de 2011 y en el mismo periodo de 2010 de 77.8 dólares por barril.

El incremento en el costo de ventas fue de 40.6 miles de millones de pesos con un aumento equivalente a 25.6%, respecto al cuarto trimestre de 2010, debido en particular por la mayor importación de productos, con el incremento en volumen y precio promedio básicamente de gasolinas y diesel UBA, a la fluctuación de los inventarios de productos y al aumento en los gastos de operación, lo anterior compensado por la disminución en conservación y mantenimiento por diferimiento.

Los gastos de administración muestran una disminución de 4,593.6 millones de pesos, motivado principalmente por la reducción en los gastos de operación por 1,608.3 millones de pesos y en el costo neto del periodo de beneficios a empleados por 3,164.8 millones de pesos.

El rubro otros ingresos (gastos) presentó un incremento neto de 64.6 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 39.4 miles de millones de pesos.

Resultado integral de financiamiento.- El aumento en este renglón por 23.5 miles de millones de pesos, se debe principalmente a:

- a) Variación Cambiaria.- Incremento en la pérdida por 24.7 miles de millones de pesos, como consecuencia de la devaluación del peso frente al dólar y el euro en este periodo de 2011, con respecto al mismo periodo de 2010; e
- b) Intereses a cargo.- Presenta una disminución de 1.4 miles de millones de pesos que está compensada con una disminución en los intereses a favor por 0.2 miles de millones, lo que origina una disminución neta en los intereses de 1.1 miles de millones de pesos.

El aumento en los impuestos, derechos y aprovechamientos de 73.9 miles de millones de pesos se debió principalmente al aumento en los precios promedio del crudo de exportación, que junto a la producción son la base de cálculo de los derechos. En el periodo de octubre a diciembre de 2011, la carga fiscal representó 60.2% de las ventas totales, en tanto que en el mismo periodo de 2010, representó 51.8%.

EXPLICACIÓN A LAS VARIABLES

(1 DE ENERO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2011 / 1 DE OCTUBRE AL 31 DE DICIEMBRE DE 2010)

Los ingresos totales de Petróleos Mexicanos mostraron un incremento significativo, originados en mayor medida, por un aumento en el precio del crudo en el mercado internacional. Las ventas en el país tuvieron un incremento de 13.9% debido especial por el aumento en el precio unitario promedio de venta de gasolinas, diesel, combustóleo, turbosina y gas licuado, así como en el volumen comercializado de los principales productos petrolíferos, sobresaliendo combustóleo y diesel.

Las ventas de exportación presentaron un aumento de 179.3 miles de millones de pesos 34.8%, el cual se deriva del incremento en el precio promedio de la mezcla del crudo mexicano en los mercados internacionales, que fue 101.09 dólares promedio por barril del 1 de enero al 31 de diciembre de 2011 y en el mismo periodo de 2010 promedió 72.32 dólares.

El incremento en el costo de ventas por 149.3 miles de millones de pesos, se debió sobre todo a una mayor importación de productos, por un monto aproximado de 112.3 miles de millones de pesos, en particular, gasolinas y diesel UBA, variaciones originadas principalmente por mayores precios promedio, al aumento en los gastos de operación por 18.6 miles de millones de pesos, al incremento en la variación en inventarios por 2.2 miles de millones de pesos, así como por el aumento en conservación y mantenimiento por 10.7 miles de millones de pesos.

En el rubro de gastos generales, los cuales se integran por los gastos de distribución y los gastos de administración, se registró una disminución de 6.9% equivalente a 6 mil millones de pesos; en los gastos de administración, de 5.5 miles de millones de pesos principalmente en viáticos, seguros y fianzas, servicios personales y honorarios; y de 0.6 miles de millones de pesos en los gastos de distribución, en particular fletes, materiales y arrendamientos.

En otros ingresos (gastos) neto, se obtuvo un incremento de 121.6 miles de millones de pesos debido sobre todo a mayores ingresos derivados de la tasa negativa del (IEPS) en Pemex-Refinación por 105.3 miles de millones de pesos, compensándose con una disminución en bases de licitación por 1.1 miles de millones de pesos y 1.7 miles de millones de pesos de recuperación de siniestros.

Resultado integral de financiamiento.- El aumento en este renglón por 75 mil millones de pesos, se debe en mayor medida a:

- a) Variación Cambiaria.- Este rubro presentó en el periodo del 1 de enero al 31 de diciembre 2011 una pérdida cambiaria de 59.1 miles de millones de pesos que comparada con la utilidad en el mismo periodo de 2010, de 19.6 miles de millones de pesos, origina un efecto acumulado de pérdida cambiaria por 78.7 miles de millones de pesos.
- b) Intereses a Cargo.- Presenta una disminución de 15.4 miles de millones de pesos que está compensada con una disminución en los intereses a favor por 11.7 miles de millones, lo que origina una disminución neta en los intereses de 3.7 miles de millones de pesos.

Por lo que respecta a los impuestos, derechos y aprovechamientos, el incremento de 219.9 miles de millones de pesos se debe principalmente al aumento en el Derecho Ordinario sobre Hidrocarburos (DOSH), que pasó de un monto de 549.4 miles de millones de pesos del 1 de enero al 31 de diciembre de 2010 a 732.6 miles de millones de pesos en el mismo periodo del presente año, así como al incremento de los derechos extraordinarios sobre la

exportación de petróleo crudo por 17.5 miles de millones de pesos y en el derecho sobre hidrocarburos para el fondo de estabilización por 12.4 miles de millones de pesos. En el periodo del 1 de enero al 31 de diciembre de 2011, la carga fiscal representó 59% de los ingresos totales, en tanto que en el mismo periodo del año anterior, representó 54.3 %.

PETRÓLEOS MEXICANOS Y SUS ORGANISMOS SUBSIDIARIOS
ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2011
CIFRAS PRELIMINARES BAJO NORMAS GUBERNAMENTALES
(MILLONES DE PESOS)

CONCEPTO	31 DE DICIEMBRE DE 2011	31 DE DICIEMBRE DE 2010	Variación	
			Importe	%
ACTIVO CIRCULANTE	282,461.9	291,109.2	-8,647.3	-3.0
Efectivo y equivalentes de efectivo	97,021.5	121,049.0	-24,027.5	-19.8
Ctas. y doc. por cobrar a clientes y otros	164,991.1	147,425.2	17,565.9	11.9
Inventarios	20,448.8	22,635.0	-2,186.2	-9.6
INVERSIONES EN ACCIONES	56,413.1	38,717.8	17,695.4	45.7
POZOS, PLANTAS, EQUIPO E INMUEBLES	1,151,635.4	1,060,293.7	91,341.6	8.6
OTROS ACTIVOS	6,944.9	5,468.0	1,476.9	27.0
SUMA EL ACTIVO	1,497,454.9	1,395,588.7	101,866.1	7.3
PASIVO CORTO PLAZO	228,442.4	221,496.0	6,946.4	3.1
Deuda de corto plazo	94,638.4	88,666.9	5,971.5	6.7
Proveedores	54,944.2	50,429.5	4,514.6	9.0
Ctas. y doc. por pagar y otros-neto-	6,886.4	23,375.9	-16,489.5	-70.5
Imp., der. y aprovechamientos por pagar	64,941.1	52,248.7	12,692.4	24.3
Instrumentos financieros	7,032.3	6,775.0	257.3	3.8
LARGO PLAZO	1,075,903.3	940,638.5	135,264.8	14.4
Deuda a largo plazo	656,787.6	567,571.2	89,216.5	15.7
Reserva para beneficios a los empleados	354,989.9	314,956.0	40,033.9	12.7
Reserva para créditos diversos	58,741.3	52,879.9	5,861.3	11.1
Impuestos y créditos diferidos	5,384.5	5,231.4	153.1	2.9
SUMA EL PASIVO	1,304,345.8	1,162,134.6	142,211.1	12.2
PATRIMONIO	193,109.1	233,454.1	-40,345.0	-17.3
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	33,206.7	19,299.3	13,907.4	72.1
Superávit por donación	3,662.7	3,446.7	215.9	6.3
Resultados acumulados				
De ejercicios anteriores	-66,632.4	-55,262.2	-11,370.2	20.6
Del ejercicio	-54,468.5	-11,370.2	-43,098.3	379.0
TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO	1,497,454.9	1,395,588.7	101,866.2	7.3

La suma de los parciales puede no coincidir por redondeo.

EXPLICACIÓN A LAS VARIABLES

(1 DE ENERO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2011 / 1 DE ENERO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2010)

Al 31 de diciembre de 2011, el activo total ascendió a 1,497.5 miles de millones de pesos, (7.3%) 101.9 miles de millones de pesos mayor con respecto a 2010.

- El activo circulante disminuyó 8.6 miles de millones de pesos (3%), debido a:
 - Las cuentas y documentos por cobrar a clientes y otros presentaron un incremento de 17.6 miles de millones de pesos (11.9%), del cual sobresalen los clientes extranjeros por 13.6 miles de millones de pesos y de 13.4 miles de millones de pesos en clientes nacionales; compensado con una disminución de 8.9 miles de millones de pesos en deudores diversos y 1.1 miles de millones de pesos en clientes intercompañías.
 - La reducción en efectivo y equivalentes de efectivo por 24 mil millones de pesos, se debe en su mayoría a la aplicación de los recursos del Fondo para Fines Específicos Comisión Mercantil en Obras de infraestructura productiva por 2.6 miles de millones de pesos; y a los menores flujos de efectivo en el periodo de enero-diciembre 2011.
- Los pozos, plantas, equipo e inmuebles aumentaron 91.3 miles de millones de pesos (8.6%), comparado con 2010, se debe principalmente a las nuevas inversiones en Pemex-Exploración y Producción por 160.9 miles de millones de pesos, 26.9 miles de millones de pesos en Pemex-Refinación, compensado con un incremento de las depreciaciones y las amortizaciones del periodo de aproximadamente 95.9 miles de millones de pesos.

El pasivo total en comparación con el cierre al 31 de diciembre de 2010, se incrementó durante el año 142.2 miles de millones de pesos, determinando lo siguiente:

- El pasivo de corto plazo, incluyendo la deuda documentada de corto plazo, aumentó 6.9 miles de millones de pesos (3.1%), debido en especial por:
 - El incremento en proveedores por 4.5 miles de millones de pesos se conforma de 3.1 miles de millones de pesos en proveedores nacionales, 0.7 miles de millones de pesos en proveedores extranjeros y de 0.6 miles millones de pesos en el rubro de contratistas. Los impuestos, derechos y aprovechamientos se incrementaron (24.3%), 12.7 miles de millones de pesos, debido principalmente a que los derechos sobre hidrocarburos aumentaron con motivo del mayor precio del crudo en la valoración de la producción, base para el pago de este impuesto. Lo anterior parcialmente compensado por: la disminución en las cuentas y documentos por pagar por 16.5 miles de millones de pesos sobresaliendo 10.2 miles de millones de pesos de cuentas por pagar a compañías subsidiarias, 1.4 miles de millones de pesos en anticipos a clientes y 1.3 miles de millones de pesos de la liquidación del Master Trust, así como por el incremento en el valor razonable de los instrumentos financieros derivados de Petróleos Mexicanos por 2.3 miles de millones de pesos, compensado con el decremento en el valor razonable de 2 mil millones de pesos de Pemex-Gas y Petroquímica Básica.

La deuda de largo plazo se incrementó 89.2 miles de millones debido principalmente a 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	OCTUBRE - DICIEMBRE			ENERO - DICIEMBRE		
	2011	2010	VARIACIÓN	2011	2010	VARIACIÓN
RENDIMIENTO						
Rendimiento neto sobre ventas (%)	-2.5	-4.2	1.6	-3.7	-1.0	-2.7
Rendimiento de operación sobre ventas (%)	45.7	43.6	2.1	48.6	48.8	-0.1
Costo de lo vendido sobre ventas totales (%)	49.4	48.6	0.8	45.9	44.0	1.9
Rendimiento antes de impuestos, derechos y aprovechamientos sobre ventas (%)	57.7	47.6	10.0	55.3	53.3	2.0
Rendimiento neto sobre patrimonio (%)				-28.2	-4.9	-23.3
Impuestos, derechos y aprovechamientos sobre ventas (%)	60.2	51.8	8.4	59.0	54.3	4.8
LIQUIDEZ						
Capital de trabajo (millones de pesos)	N.A.	N.A.	N.A.	54,019.5	69,613.2	-15,593.7
Activo circulante a pasivo corto plazo (veces)	N.A.	N.A.	N.A.	1.2	1.3	-0.1
Activo circulante menos inventarios a pasivo corto plazo (veces)	N.A.	N.A.	N.A.	1.2	1.2	0
Activo circulante a pasivo total (veces)	N.A.	N.A.	N.A.	0.2	0.3	-0.1
Efectivo y valores de inmediata realización sobre pasivo circulante (%)	N.A.	N.A.	N.A.	42.5	54.7	-12.2
APALANCAMIENTO						
Pasivo total sobre activo total (%)	N.A.	N.A.	N.A.	87.1	83.3	3.8
Pasivo total a patrimonio (veces)	N.A.	N.A.	N.A.	6.8	5.0	1.8
Pasivo largo plazo sobre activo fijo neto (%)	N.A.	N.A.	N.A.	93.4	88.7	4.7
Ventas sobre patrimonio (veces)	N.A.	N.A.	N.A.	7.7	5.2	2.5

N.A. No aplica.

5.4 POLÍTICA 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 se emitieron los Lineamientos Respecto a las Características del Endeudamiento de Petróleos Mexicanos 2011 en el que prevé la captación de recursos para actividades de inversión hasta por un máximo de 10 mil millones de dólares durante el año.

Al 31 de diciembre de 2011, la deuda total documentada, incluyendo intereses devengados, ascendió a 751,455.5 millones de pesos, contra 656,238.1 millones de pesos al cierre del año previo. De este total, a la deuda con vencimientos menores a 12 meses correspondieron 94,667.9 millones de pesos y a largo plazo 656,787.6 millones de pesos.

En este contexto, durante 2011 Petróleos Mexicanos realizó las siguientes actividades de financiamiento:

- En febrero obtuvo un crédito bancario por 3,750 millones de pesos con vencimiento en septiembre de 2011.
- En marzo emitió certificados bursátiles por 10,000 millones de pesos, con vencimiento en marzo de 2016.
- En mayo realizó una emisión de bonos por 1,250 millones de dólares, con vencimiento en junio de 2041.
- En julio se realizó una reapertura de bonos por mil millones de dólares con vencimiento en enero de 2021.
- En septiembre se realizó una segunda oferta de certificados bursátiles por un monto aproximado de 10 mil millones de pesos en dos tramos, el primero por siete mil millones de pesos con vencimiento en 2017 y el segundo por 653.38 millones de Unidades de Inversión (UDIS), equivalentes a aproximadamente tres mil millones de pesos, con vencimiento en 2021.
- En octubre se realizó una emisión de bonos por 1,250 millones de dólares, con vencimiento en junio de 2041.
- En diciembre emitió certificados bursátiles por 10,000 millones de pesos con vencimiento en febrero de 2021, y se obtuvo un crédito bancario por 3,500 millones de pesos con vencimiento en diciembre de 2016.
- De arrendamiento financiero se registraron 22.9 millones de dólares, de créditos bancarios 200 millones de dólares, 1,081.8 millones de dólares provenientes de líneas garantizadas por Agencias de Crédito a la Exportación (ECAs) y de otros créditos (Unidad Flotante de Producción, Almacenamiento y Descarga, -FPSO- por su siglas en inglés, y Contratos de Obra Pública Financiada -COPF-) 744.5 millones de dólares.

El destino de los financiamientos es complementar los recursos requeridos para el desarrollo de los proyectos de inversión de Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios, así como para llevar a cabo operaciones de refinanciamiento o manejo de pasivos encaminadas a optimizar la estructura de los financiamientos.

Durante 2011, Petróleos Mexicanos realizó las siguientes amortizaciones: i) deuda interna, 23,333.3 millones de pesos de créditos bancarios, 5,500 millones de pesos de certificados bursátiles y 40.7 millones de dólares (517.2 millones de pesos) de financiamiento de proyectos, ii) deuda externa, 22.9 millones de dólares (283.9 millones de pesos) de arrendamiento financiero, 1,787.3 millones de dólares (20,926.4 millones de pesos) de créditos bancarios, 1,594.7 millones de dólares (20,140.9 millones de pesos) provenientes de ECAs, 187.7 millones de dólares (2,518.8 millones de pesos) de operaciones de mercado (bonos) y 867.9 millones de dólares (10,630.7 millones de pesos) de otros créditos (FPSO y COPF).

En diciembre de 2011, el Consejo de Administración autorizó los términos y condiciones para la contratación de obligaciones constituyentes 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.

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; 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).

Los costos netos del periodo por concepto de beneficios a los empleados en los periodos del 1 de enero al 31 de diciembre de 2011 y 2010, ascendieron a 102.6 miles de millones de pesos y 114.1 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 42.7 miles de millones de pesos y 49.6 miles de millones de pesos, al 31 de diciembre de 2011 y 2010, respectivamente, por lo tanto, el saldo de la reserva para beneficios a los empleados al 31 de diciembre de 2011 y 2010 es inferior en 375.7 miles de millones de pesos y en 346.1 miles de millones de pesos, respectivamente. En consecuencia, sólo se reconocieron en el balance general 355.0 miles de millones de pesos en el ejercicio 2011 y 315.0 miles de millones de pesos en el ejercicio 2010. 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 2010, el H. Congreso de la Unión aprobó el Presupuesto de Egresos de la Federación para el ejercicio fiscal 2011 (PEF 2011), a través del cual asignó a Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios 418,328.9 millones de pesos de gasto programable, importe 11.3% superior al autorizado en 2010 y equivalente a 16% del gasto neto programable de la Federación de 2011. Del monto aprobado para la industria petrolera estatal, 68.4% corresponde a gasto de inversión y 31.6% a gasto corriente. El gasto de inversión aumentó 8.7% respecto a lo aprobado el año previo, en particular en los rubros de materiales de inversión; rehabilitación, modificación y acondicionamiento por contrato; servicios de apoyo a la perforación y construcción de obras, junto con 17.3% de crecimiento en el gasto corriente, manifiesto sobre todo en materiales, fletes, y conservación y mantenimiento, así como en los servicios personales.

- El 13 de junio de 2011, la SHCP autorizó la primera adecuación al gasto programable anual de Petróleos Mexicanos, en la que incrementó el gasto corriente 10,981 millones de pesos, monto que representa el resultado neto de aumentos en los rubros de servicios personales y gasto de operación, junto con una disminución en pensiones y jubilaciones y otras erogaciones. El incremento en servicios personales corresponde en su mayor parte a crecimientos en los sueldos y salarios, en tanto que el gasto de operación derivó de ampliaciones en fletes, conservación y mantenimiento, servicios técnicos a terceros, y otros, así como una reducción en seguros. Los movimientos de la adecuación originaron crecimientos en las metas de balance primario y financiero, por mayores ingresos esperados en el año, en virtud de los cambios en los precios del crudo. Se consideran menores gastos financieros con motivo de la apreciación del peso mexicano con relación al dólar de Estados Unidos, en la primera mitad del año.
- El 26 de julio de 2011, se obtuvo de la SHCP la autorización de la segunda adecuación, con el fin de complementar el rubro de servicios personales y prestaciones asociadas, mediante incrementos en el gasto corriente que en su conjunto ascendieron a 991 millones de pesos respecto al primer adecuado y a 11,972 millones de pesos en relación al presupuesto original. Asimismo, se modificaron otros rubros, con el objeto de integrar recursos para el resto de los compromisos autorizados por el Consejo de Administración, lo que incluyó un incremento en el saldo neto de egreso de las operaciones ajenas por 500 millones de pesos, con todo lo cual se obtuvo un incremento de 2,347.2 millones de pesos en la meta de superávit primario y de 11,045.9 millones de pesos en la de superávit financiero, respecto al presupuesto original.
- El 26 de diciembre de 2011, la SHCP emitió la autorización de una tercera adecuación, solicitada con el objeto de atender compromisos prioritarios de Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios y apoyar el desarrollo de su programa operativo. Dentro de sus

principales modificaciones se dio un incremento adicional de 1,083.3 millones de pesos en el gasto corriente respecto al segundo adecuado, resultante de un aumento de 148.6 millones de pesos en los servicios personales, 2,177.2 millones en el gasto de operación y 213.4 millones en el rubro de otras erogaciones, para lo cual disminuyeron 1,455.9 millones de pesos las pensiones y jubilaciones. El efecto de las variaciones en el gasto, incidió en un incremento en el déficit financiero esperado por 1,083.3 millones de pesos.

- En la realización de los esfuerzos por dar cumplimiento al Convenio de Desempeño establecido por Petróleos Mexicanos con la SHCP, la SENER y la Secretaría de la Función Pública, buscando contribuir al Programa Nacional de Reducción del Gasto Público, emitido por la SHCP, se obtuvo una cuarta adecuación al presupuesto, cuya autorización se dio el 26 de diciembre de 2011. Esta adecuación considera una reducción de 1,083.3 millones de pesos al techo del gasto corriente autorizado a Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios, consistente en una reducción de 148.6 millones de pesos a los servicios personales y de 934.7 millones al gasto de operación. Estas modificaciones restauraron la meta de superávit financiero (1,083.3 millones), de la adecuación anterior.
- La quinta adecuación fue autorizada el 30 de diciembre de 2011, con el fin de actualizar los registros de gasto, impuestos, intereses, deuda e ingresos, considerados en la adecuación anterior, en términos del reconocimiento del ejercicio anual preliminar, que incluye el ejercicio al mes de noviembre más el estimado de diciembre, por lo que contiene los gastos supervenientes del periodo enero noviembre por 3,992.1 millones de pesos, con 1,985.4 millones de pesos en el gasto corriente y 2,006.7 millones en la inversión física. Respecto al PEF 2011, las reclasificaciones efectuadas en ingresos y egresos generaron una disminución de 477.4 millones de pesos en el balance primario y un incremento de 16,142.3 millones de pesos en el financiero, junto con 11,972 millones de pesos de incremento en el gasto corriente, que se autorizaron desde la segunda adecuación.
- La sexta adecuación permitió actualizar los registros de gasto, ingresos, impuestos, intereses y deuda considerados en la adecuación anterior, con el reconocimiento del ejercicio preliminar enero-diciembre, donde se incluyen erogaciones por 4,787.9 millones de pesos relacionadas con eventos supervenientes, tanto en el gasto corriente (2,359.8 millones de pesos), como en la inversión física (2,428.1 millones de pesos). En esta adecuación de cierre del ejercicio fiscal 2011, se incrementa 16,355.5 millones de pesos el balance primario y 33,602 millones de pesos el financiero, con respecto al Presupuesto de Egresos de la Federación.

PETRÓLEOS MEXICANOS
PRESUPUESTO AUTORIZADO 2011
(millones de pesos)

CONCEPTO	ORIGINAL	ADECUADO	VARIACIÓN (%)
INGRESOS PROPIOS	386,500.4	393,710.0	1.9
INGRESOS	1,344,358.7	1,759,471.6	30.9
Ventas interiores	906,846.1	890,664.9	-1.8
Ventas exteriores	399,452.0	683,774.5	71.2
Otros ingresos	38,060.6	185,032.2	386.2
Tasa negativa IEPS	33,560.6	165,237.0	392.4
Servicios prestados y otros diversos	4,500.0	19,795.2	339.9
SUBSIDIOS Y TRANSFERENCIAS	-	-	N.R.
EGRESOS	1,376,187.2	1,774,944.6	29.0
Gasto programable	418,328.9	412,681.3	-1.4
Corriente	131,991.0	145,149.9	10.0
Inversión	286,337.9	267,531.3	-6.6
Mercancía para reventa	199,598.0	381,348.2	91.1
Operaciones ajenas netas	-	-3,498.3	n.r.
Impuestos indirectos	123,089.7	126,833.1	3.0
Impuestos directos	635,170.7	857,580.3	35.0
SUPERÁVIT PRIMARIO	-31,828.5	-15,473.0	51.4
Intereses	42,495.0	25,248.5	-40.6
SUPERÁVIT OPERACIÓN	-74,323.5	-40,721.5	45.2
ENDEUDAMIENTO NETO	44,247.8	15,480.9	-65.0
Disposiciones	127,396.9	107,604.3	-15.5
Amortizaciones	83,149.1	92,123.4	10.8
INCREMENTO (USO) CAJA	-30,075.7	-25,240.6	16.1

Las sumas pueden no coincidir debido a redondeo.

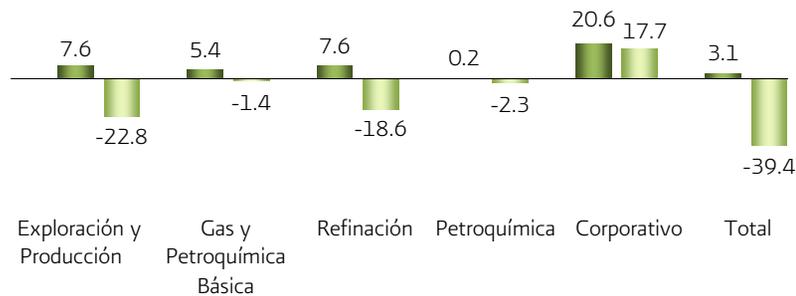
n.r. No representativo.

Fuente: Base de Datos Institucional.

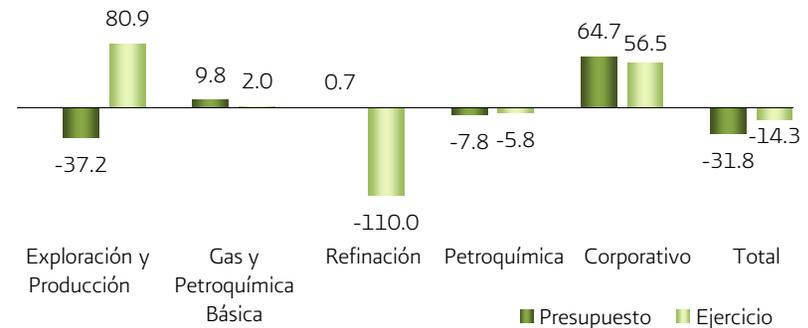
Durante el cuarto trimestre de 2011, el presupuesto autorizado a Petróleos Mexicanos fue 81,428.3 millones de pesos y el adecuado 158,825 millones de pesos. La entidad ejerció 158,250.9 millones de pesos, importe 94.3% mayor al original, y 9.9% superior en términos reales al del cuarto trimestre del año previo.

En el último trimestre de 2011, los cuatro organismos subsidiarios registraron importes negativos en sus balances primarios, mientras que el del corporativo resultó positivo, el consolidado resultó también negativo. En el año, los balances primarios de Pemex-Exploración y Producción, Pemex-Gas y Petroquímica Básica y del Corporativo de Petróleos Mexicanos registraron importes positivos, en tanto que los de Pemex-Refinación y Pemex-Petroquímica fueron negativos, lo que condujo al consolidado a un valor negativo. Cabe resaltar que Pemex-Exploración y Producción tuvo un balance mayor al presupuestado, mismo que se esperaba con saldo negativo.

PETRÓLEOS MEXICANOS
SUPERÁVIT (DÉFICIT) PRIMARIO. FLUJO DE EFECTIVO,
OCTUBRE-DICIEMBRE, 2011
(miles de millones de pesos)



PETRÓLEOS MEXICANOS
SUPERÁVIT (DÉFICIT) PRIMARIO. FLUJO DE EFECTIVO,
ENERO-DICIEMBRE, 2011
(miles de millones de pesos)



Fuente: Base de Datos Institucional.

En el siguiente cuadro se presentan los resultados del ejercicio en flujo de efectivo para el cuarto trimestre y el periodo acumulado enero-diciembre de 2011, y su comparación con los mismos periodos del año previo, con el presupuesto original y con el presupuesto adecuado de Petróleos Mexicanos. La explicación a las variaciones, con respecto a los mismos periodos del año previo, se efectúa en términos reales.

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

CONCEPTO	TRIMESTRE IV							ENERO-DICIEMBRE						
	2010	2011			VARIACIÓN (%)			2010	2011			VARIACIÓN (%)		
		PRESUPUESTO ORIGINAL	ADECUADO	EJERCICIO	EJERCICIO/PRESUPUESTO ORIGINAL	EJERCICIO/ADECUADO	11/10 REAL ^{1/}		PRESUPUESTO ORIGINAL	ADECUADO	EJERCICIO	EJERCICIO/PRESUPUESTO ORIGINAL	EJERCICIO/ADECUADO	11/10 REAL ^{1/}
INGRESOS PROPIOS	146,144.3	105,062.9	116,482.4	117,759.6	12.1	1.1	-22.1	385,437.1	386,500.4	393,710.0	395,232.2	2.3	0.4	-0.8
INGRESOS	421,004.0	352,096.1	497,411.3	498,721.8	41.6	0.3	14.5	1,417,667.1	1,344,358.7	1,759,471.6	1,760,854.9	31.0	0.1	20.1
Ventas interiores	250,037.1	242,476.5	243,426.8	244,020.0	0.6	0.2	-5.7	800,401.5	906,846.1	890,664.9	890,736.8	-1.8	0.0	7.6
Ventas exteriores	144,299.1	101,950.3	197,351.1	196,920.9	93.2	-0.2	31.9	504,852.3	399,452.0	683,774.5	683,294.6	71.1	-0.1	30.9
Otros ingresos	26,667.8	7,669.3	56,633.4	57,780.9	653.4	2.0	109.3	112,413.3	38,060.6	185,032.2	186,823.4	390.9	1.0	60.7
Tasa negativa IEPS	14,047.1	6,567.8	49,727.8	49,727.8	657.1	0.0	242.0	76,234.4	33,560.6	165,237.0	165,237.0	392.4	0.0	109.6
Servicios prestados y otros	12,620.6	1,101.5	6,905.6	8,053.0	631.1	16.6	-38.3	36,178.9	4,500.0	19,795.2	21,586.4	379.7	9.0	-42.3
Subsidios y Transferencias	0.0	0.0	0.0	0.0	n.r.	n.r.	n.r.	0.0	0.0	0.0	0.0	n.r.	n.r.	n.r.
EGRESOS	413,976.0	328,461.5	537,638.3	538,162.6	63.8	0.1	25.6	1,442,361.6	1,376,187.2	1,774,944.6	1,775,135.0	29.0	0.0	19.0
Gasto programable	139,080.7	81,428.3	158,825.0	158,250.9	94.3	-0.4	9.9	410,624.7	418,328.9	412,681.3	412,102.8	-1.5	-0.1	-2.9
Corriente	39,151.6	18,265.5	40,478.4	40,205.4	120.1	-0.7	-0.8	142,110.2	131,991.0	145,149.9	144,842.2	9.7	-0.2	-1.4
Inversión	99,929.0	63,162.8	118,346.6	118,045.5	86.9	-0.3	14.1	268,514.5	286,337.9	267,531.3	267,260.6	-6.7	-0.1	-3.7
Mercancía para reventa	73,400.9	50,397.2	105,155.3	105,203.8	108.7	0.0	38.5	259,631.5	199,598.0	381,348.2	381,396.7	91.1	0.0	42.1
Operaciones ajenas netas	35.6	0.0	-2,115.6	-1,050.5	n.r.	50.3	-2,951.1	-493.1	0.0	-3,498.3	-2,590.5	n.r.	25.9	-408.0
Impuestos indirectos	42,032.8	32,063.1	40,756.2	40,592.7	26.6	-0.4	-6.7	123,195.5	123,089.7	126,833.1	126,647.0	2.9	-0.1	-0.6
Impuestos directos	159,426.0	164,573.0	235,017.5	235,165.7	42.9	0.1	42.5	649,403.0	635,170.7	857,580.3	857,579.0	35.0	0.0	27.7
SUPERÁVIT PRIMARIO	7,028.1	23,634.6	-40,227.0	-39,440.7	-266.9	2.0	-642.2	-24,694.5	-31,828.5	-15,473.0	-14,280.1	55.1	7.7	44.1
Intereses	8,880.9	12,238.5	7,640.8	7,706.9	-37.0	0.9	-16.2	33,439.1	42,495.0	25,248.5	25,228.0	-40.6	-0.1	-27.0
SUPERÁVIT OPERACIÓN	-1,852.8	11,396.0	-47,867.9	-47,147.7	-513.7	1.5	-2,358.6	-58,133.5	-74,323.5	-40,721.5	-39,508.0	46.8	3.0	34.3
Endeudamiento neto	18,043.6	-13,699.7	35,774.2	35,774.2	361.1	0.0	91.6	68,716.5	44,247.8	15,480.9	15,480.9	-65.0	0.0	-78.2
Disposiciones	65,490.3	7,255.7	61,775.8	61,775.9	751.4	0.0	-8.9	196,115.1	127,396.9	107,604.3	107,604.3	-15.5	0.0	-46.9
Amortizaciones	47,446.7	20,955.4	26,001.6	26,001.7	24.1	0.0	-47.1	127,398.6	83,149.1	92,123.4	92,123.4	10.8	0.0	-30.1
INCREMENTO(USO)CAJA	16,190.8	-2,303.6	-12,093.6	-11,373.4	-393.7	6.0	-167.9	10,582.9	-30,075.7	-25,240.6	-24,027.1	20.1	4.8	-319.6

1/ El cuarto trimestre 2011 respecto al cuarto trimestre 2010, considera un deflactor de 1.035, y enero-diciembre 2011 respecto a enero-diciembre 2010, de 1.0341, 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 OCTUBRE A 31 DE DICIEMBRE DE 2011/ 1 DE OCTUBRE A 31 DE DICIEMBRE DE 2010)

LAS VARIACIONES SE EXPRESAN EN TÉRMINOS REALES

Durante el cuarto trimestre de 2011, el flujo de efectivo consolidado de Petróleos Mexicanos registró un déficit primario de 39,440.7 millones de pesos, en contraste con un superávit de 7,028.1 millones de pesos obtenido en igual periodo de 2010. Este resultado estuvo compuesto por ingresos 14.5% mayores, con egresos 25.6% superiores. Los mayores ingresos se dieron en la mayor parte de los componentes del ingreso, salvo en el caso de las ventas interiores. Los mayores egresos se registraron en impuestos directos, las importaciones de mercancía para reventa y el gasto programable que contiene erogaciones que se incrementan durante el último mes del año.

Los ingresos totales crecieron 14.5% (77,717.8 millones de pesos) respecto al mismo periodo de 2010, y 41.6% (146,625.7 millones de pesos) al programa original. Respecto al adecuado fueron 0.3% mayores. Los ingresos propios (después de descontar los impuestos y los importes pagados de mercancía para reventa de los ingresos totales) disminuyeron 22.1% respecto al cuarto trimestre de 2010, mientras que fueron 12.1% superiores al programado y 1.1% respecto al adecuado.

- Ventas internas. Los ingresos fueron 5.7% menores a los registrados en el mismo periodo del año previo, consecuencia de que los volúmenes de algunos productos tales como la gasolina Pemex Magna, el gas seco comercializado en el sector privado, el gas licuado y la mayoría de los petroquímicos registraron volúmenes inferiores a los del mismo periodo del año anterior. Respecto al presupuesto original se registró un alza de 0.6% y al adecuado de 0.2%.
- Ventas exteriores. Los ingresos por este concepto aumentaron 31.9%, (52,621.8 millones de pesos) respecto al cuarto trimestre del año previo, derivado sobre todo del incremento de precios de la mezcla de los crudos mexicanos de exportación. Complementa la variación el aumento de precios de algunos productos de exportación, sobre todo en el caso del combustóleo y las gasolinas naturales. Con relación al presupuesto original, las ventas externas superaron 93.2% al presupuesto y quedaron 0.2% abajo del adecuado.
- Otros ingresos. En este rubro se captaron ingresos por 57,780.9 millones de pesos, de los cuales 49,727.8 millones corresponden a recuperaciones de IEPS tasa negativa. Los 8,053 millones de pesos restantes, correspondientes a los otros ingresos diversos, fueron 38.3% inferiores a los obtenidos en el cuarto trimestre de 2010, sobre todo por menores ingresos diversos, recuperaciones más bajas de siniestros, así como ventas de activos y fletes de gas inferiores durante el periodo actual.

Los egresos totalizaron 538,162.6 millones de pesos, importe 25.6% superior al ejercido en el trimestre octubre-diciembre de 2010, 63.8%

mayor al presupuesto original y 0.1% al adecuado.

El gasto programable ejercido ascendió a 158,250.9 millones de pesos, 9.9% por arriba de lo ocurrido en el mismo trimestre de 2010 y 94.3% por arriba de lo presupuestado originalmente, aunque 0.4% inferior al adecuado.

El gasto corriente en el cuarto trimestre de 2011 registró 40,205.4 millones de pesos, 0.8% inferior al similar del año previo, y 120.1% superior al presupuesto original, al mismo tiempo que representa una disminución de 0.7% respecto al adecuado.

- Las erogaciones en servicios personales aumentaron 8.3% respecto al último trimestre de 2010, sobre todo por el incremento salarial del año y la diferente calendarización en este tipo de erogaciones, esta última causa provocó que el rubro superara 21.8% el presupuesto original del trimestre. Comparando con el adecuado el importe fue 0.6% inferior a la meta.
- En el gasto de operación (materiales y suministros, y servicios generales), el egreso fue 4.8% inferior a lo registrado en el cuarto trimestre del año previo, en particular por el menor ejercicio en adquisición de materiales, conservación y mantenimiento diverso y honorarios y gastos pagados a terceros, variaciones atenuadas por mayores egresos en los servicios generales diversos y en el pago de seguros y fianzas. Las variaciones anteriores resultan de que el comparativo de los trimestres corresponde a calendarios de operación diferentes. Respecto al presupuesto original el importe ejercido fue sustancialmente superior a los contenidos del presupuesto en este trimestre, por lo que se recurrió a la adecuación presupuestal vigente para la realización de las erogaciones, con respecto a la cual estuvieron por abajo 1%.
- El rubro de pensiones y jubilaciones observó un gasto 36.1% inferior al del cuarto trimestre del año previo, por haberse registrado distintas disponibilidades y necesidades en el Fondo Laboral de Petróleos Mexicanos.

El gasto de inversión registró 118,045.5 millones de pesos, importe 14.1% mayor al ejercicio del cuarto trimestre de 2010, variación que se observó básicamente en la obra pública, y en Pemex-Exploración y Producción, donde se realizaron mayores erogaciones principalmente en los conceptos de rehabilitaciones y modificaciones por contrato, adquisiciones de materiales de inversión, gastos de investigación y desarrollo por terceros, servicios de apoyo a la perforación y arrendamientos de inversión. Respecto al presupuesto original la inversión quedó arriba 86.9%, a lo que contribuyó el mayor uso de recursos sobre todo en los conceptos mencionados por la reprogramación de estas erogaciones hacia los últimos meses del año, en respuesta a diferimientos en periodos anteriores a documentos de pago en algunos casos y en el avance de los proyectos en otros. Respecto al adecuado la inversión en el trimestre disminuyó 0.3% comparativamente con lo esperado.

Los pagos por mercancía para reventa ascendieron a 105,203.8 millones de pesos, 38.5% por arriba de lo ejercido en el cuarto trimestre del

año previo, derivado en su mayor parte de aumentos significativos en los precios de los productos importados, salvo en el caso del gas natural. A lo anterior se puede también añadir el efecto de volúmenes importados más altos de algunos productos, tales como el combustóleo, diesel y gasolinas de bajo azufre, gasolina regular, gas natural y propano. Con relación al presupuesto original, las importaciones fueron 108.7% superiores, en tanto que fueron del mismo orden que lo esperado en el adecuado.

Las operaciones ajenas registraron un saldo neto de ingresos por 1,050.5 millones de pesos durante el trimestre octubre-diciembre de 2011. En las operaciones por cuenta de terceros se obtuvieron mayores ingresos por operaciones recobrables diversas, comparativamente con el mismo periodo del año previo. Asimismo se retuvieron mayores importes de impuestos y otros conceptos diversos a trabajadores en proporción al entero de los mismos, comparativamente con el mismo trimestre del año anterior. Influyó el menor egreso por estímulos otorgados a terceros en las ventas de diesel para sectores especiales que en el mismo periodo de 2010. En las operaciones recuperables el efecto más representativo es el de mayores ingresos obtenidos en los proyectos de cogeneración de energía eléctrica en operación, aunque el rubro de préstamos otorgados a terceros registró mayores egresos que en el mismo trimestre de 2010, lo que atenuó las demás variaciones.

El pago de impuestos indirectos ascendió a 40,592.7 millones de pesos, importe 6.7% menor al del trimestre octubre-diciembre del año previo, debido a las menores erogaciones en los distintos conceptos del Impuesto al Valor Agregado (IVA), en particular el enterado a la SHCP, con la única excepción del concepto de IVA pagado a terceros que resultó más alto que el de aquel periodo. Respecto al presupuesto adecuado los impuestos indirectos fueron 0.4% menores y 26.6% mayores al compararlos con el original.

Los impuestos directos registraron 235,165.7 millones de pesos, importe 42.5% (75,739.7 millones de pesos) más alto que en el periodo similar del año anterior, derivado básicamente de mayores pagos del derecho ordinario sobre hidrocarburos, así como de la mayoría de los derechos adicionales, salvo en el caso del derecho único sobre hidrocarburos y del derecho para la fiscalización petrolera. Lo anterior está relacionado con los mayores precios internacionales, aplicados a la extracción y exportación de crudo. Al comparar el ejercicio con el presupuesto original se tuvo un aumento de 42.9%, y de 0.1% con el adecuado.

El endeudamiento neto ascendió a 35,774.2 millones de pesos, importe 91.6% mayor al observado en el cuarto trimestre de 2010, a lo cual contribuyeron disposiciones 8.9% menores y amortizaciones 47.1% inferiores. Las disposiciones relativas a créditos bancarios y ECA's fueron menores a las realizadas el cuarto trimestre del año anterior, lo cual se vio compensado por mayores operaciones de mercado en moneda nacional en el trimestre que se reporta. Asimismo, en el cuarto trimestre de 2010 se realizaron amortizaciones por operaciones de mercado, que no ocurrieron en 2011.

Descontado del balance primario el pago neto de intereses, Petróleos Mexicanos y organismos subsidiarios presentó un déficit financiero de 47,147.7 millones de pesos, en contraste con el déficit de 1,852.8 millones de pesos, registrado en el mismo periodo del año previo. Respecto al presupuesto original el balance financiero fue 513.7% menor, en tanto que estuvo 1.5% por arriba del adecuado.

EJERCICIO PRESUPUESTAL. EXPLICACIÓN A LAS VARIACIONES

(1 DE ENERO A 31 DE DICIEMBRE DE 2011/ 1 DE ENERO A 31 DE DICIEMBRE DE 2010)

LAS VARIACIONES SE EXPRESAN EN TÉRMINOS REALES

Durante el ejercicio 2011, Petróleos Mexicanos presentó un déficit primario de 14,280.1 millones de pesos, lo que situó el balance primario 44.1% por arriba del obtenido en 2010, cuando el déficit alcanzó 24,694.5 millones de pesos. Este resultado se explica por mayores ingresos por ventas internas y externas, y por los conceptos identificados como otros ingresos diversos, compensados en parte por mayores egresos, sobre todo por las importaciones de mercancía para reventa y los impuestos directos. Asimismo, el balance primario se situó 55.1% por arriba del comprometido en el presupuesto original y 7.7% del adecuado.

Los ingresos totales aumentaron 20.1% (343,187.8 millones de pesos), respecto al año previo y se situaron 31% arriba del presupuesto original (416,496.2 millones de pesos). El importe de los ingresos propios (resultado de descontar los impuestos y erogaciones por importación de mercancía para reventa a los ingresos totales) ascendió a 395,232.2 millones de pesos, importe 0.8% inferior al obtenido el año previo, y que resultó 2.3% mayor al programado.

- Ventas internas. Los ingresos obtenidos fueron 7.6% superiores a los reportados en 2010, 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 se situaron abajo de los observados el año anterior. Contribuyeron a la variación los mayores volúmenes de venta de algunos productos, sobre todo en el caso del combustóleo entregado al sector eléctrico, diesel, gasolina Pemex Premium, asfaltos, gas natural, y algunos petroquímicos, como estireno, amoníaco, metanol y polietileno lineal de baja densidad, entre otros. Respecto al presupuesto original, las ventas internas quedaron 1.8% por abajo de las programadas.
- Ventas exteriores. Los ingresos aumentaron 30.9% (178,442.3 millones de pesos) respecto al año anterior, debido al incremento de los precios de exportación de la canasta de crudos mexicanos. La comercialización de otros productos en el mercado externo influyó en la variación, por el aumento generalizado en los precios de los productos exportados, especialmente en el caso del combustóleo y las gasolinas

naturales, así como por la exportación de mayores volúmenes de gasolinas naturales y polietilenos de baja densidad. Con relación al presupuesto original, los ingresos obtenidos en este rubro fueron superiores 71.1%.

- Por concepto de otros ingresos se obtuvieron 186,823.4 millones de pesos, importe que excede 60.7% al del año previo. La parte más representativa de la variación se observó en las captaciones de IEPS tasa negativa, que fueron 109.6% superiores a las obtenidas en 2010, mientras que el rubro de otros ingresos varios se situó 42.3% por abajo del año previo, sobre todo por menores ingresos diversos, recuperaciones más bajas de siniestros, así como ventas de activos y fletes de gas inferiores, lo que fue atenuado por mayores utilidades cambiarias.

Los egresos ascendieron a 1,775,135 millones de pesos, importe 19% superior a lo ejercido el año previo, al mismo tiempo que resultó 29% superior a lo programado.

El gasto programable registró un ejercicio de 412,102.8 millones de pesos, importe 2.9% menor al ejercido en 2010, y que se situó 1.5% abajo del programado y 0.1% del adecuado.

El gasto corriente en 2011 ascendió a 144,842.2 millones de pesos, importe que fue 1.4% menor al observado el año previo y que superó 9.7% al programado en el presupuesto original.

- En el rubro de servicios personales las erogaciones registraron un aumento de 4.2% (5,097 millones de pesos), respecto al año anterior, variación que se presentó en los distintos conceptos del rubro, sobre todo en sueldos y salarios y previsión social, por lo que esta variación estuvo asociada a la parte real del incremento salarial otorgado en agosto de 2010, aunada a la proporción correspondiente al otorgado en agosto de 2011.
- El gasto de operación (materiales y suministros y servicios generales) disminuyó 16.9%, debido a que se realizaron menores erogaciones en rubros del gasto tales como adquisición de materiales, conservación y mantenimiento, seguros y fianzas, servicios técnicos pagados a terceros y otros servicios generales. Contribuyeron a la variación los menores tipos de cambio promedio en proporción a los registrados durante el año anterior. Con respecto al presupuesto original las erogaciones en este rubro fueron superiores 33.8%, en tanto que quedaron 0.4% abajo de lo esperado en el adecuado.
- En el rubro de pensiones y jubilaciones se ejercieron importes 12.9% mayores a los del ejercicio anterior (4,143.6 millones pesos en términos nominales), por haberse efectuado mayores aportaciones al FOLAPE durante el año, en función de las disponibilidades y

necesidades del fondo. Este ejercicio estuvo 0.8% por abajo de lo autorizado originalmente y 4% abajo del presupuesto adecuado.

El gasto de inversión registró 267,260.6 millones de pesos, importe 3.7% inferior a lo ejercido el año anterior, variación en la que participa Pemex-Exploración y Producción de manera más representativa. En el caso de Pemex-Refinación, se ejercieron importes más elevados en comparación con el año anterior, básicamente en la reconfiguración de la refinería de Minatitlán, la infraestructura para incrementar la calidad de los combustibles y la realización de mantenimientos diversos en refinerías. El menor ejercicio en Pemex-Exploración y Producción se observó en servicios de apoyo a la perforación, debido a la menor aceptación y registro de bienes terminados de los contratos de obra pública financiada. En el caso de los bienes muebles e inmuebles se observaron mayores adquisiciones relacionadas con las instalaciones en construcción, comparativamente con lo ejercido el año anterior. Respecto al presupuesto original la inversión física fue 6.7% inferior y 0.1% al adecuado.

Los pagos por mercancía para reventa ascendieron a 381,396.7 millones de pesos, importe 42.1% más elevado que lo reportado el año previo, y 91.1% arriba del original. El mayor ejercicio se debió sobre todo al aumento de los precios internacionales de los productos importados en el periodo, con excepción únicamente del gas natural, a lo que se sumó la importación de mayores volúmenes de algunos productos, como diesel, combustóleo, gasolina Premium bajo azufre, gasolina regular, gas natural y propano.

El saldo de las operaciones ajenas en el ejercicio 2011 fue neto de ingreso por 2,590.5 millones de pesos, superior al obtenido el año previo. Entre las razones más significativas de lo anterior, se encuentra la obtención de mayores ingresos recobrables diversos en proporción al año anterior. Asimismo, se registraron mayores retenciones de impuestos a trabajadores en proporción al entero de las mismas, mientras que el año anterior se había obtenido un mayor saldo de egreso. De la misma forma, influyeron los menores saldos de egreso de retenciones a terceros y los correspondientes a estímulos a clientes de algunos sectores por descuentos al diesel marino y para uso agropecuario, así como la gasolina para la pesca ribereña. En las operaciones recuperables, se tuvieron mayores saldos de préstamos efectuados a terceros y a trabajadores, lo que fue contrarrestado por mayores cobros de fletes de turbosina.

El pago de impuestos indirectos alcanzó 126,647 millones de pesos, lo que representó una disminución de 0.6% respecto al ejercicio anterior. El motivo principal se identifica con menores importes pagados en la mayoría de los conceptos de IVA, lo que fue contrarrestado por enteros superiores a la SHCP, consecuencia de los mayores cobros por ventas. El ejercicio fue 2.9% mayor respecto al presupuesto original y 0.1% inferior a lo esperado en el adecuado.

Los impuestos directos registraron 857,579 millones de pesos, importe 27.7% superior al del año previo (208,175.9 millones de pesos en

valores nominales), lo que resultó en su mayor parte por pagos superiores del derecho ordinario sobre hidrocarburos, junto con pagos más elevados en todos los demás derechos, con excepción solamente del derecho único sobre hidrocarburos. Lo anterior como respuesta a los mayores precios alcanzados por la mezcla mexicana de exportación en el ejercicio 2011. El ejercicio superó 35% al presupuesto original.

El endeudamiento neto registró 15,480.9 millones de pesos, importe 78.2% menor al del ejercicio 2010, debido a que se tuvieron disposiciones de deuda 46.9% inferiores a las del año previo y amortizaciones 30.1% menores a las de ese año. Se realizaron menores disposiciones en créditos bancarios, ECA's y operaciones de mercado en moneda extranjera, así como de operaciones especiales como las relativas al FPSO e inversión financiada. Por otro lado, las amortizaciones fueron menores, por haber tenido que pagar importes inferiores de operaciones de mercado, aunque los demás conceptos de las amortizaciones fueron más altos. Con respecto al presupuesto original el endeudamiento resultó menor en 65% y del mismo orden que el adecuado.

Descontando al balance primario el importe neto de intereses pagados, Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios registró un déficit financiero en su flujo de efectivo de 39,508 millones de pesos, el cual representó un balance financiero 34.3% superior al del año anterior, 46.8% al comprometido en el presupuesto original y 3% al adecuado.

5.7 SISTEMA DE CONTROL INTERNO FINANCIERO Y LEY SARBANES-OXLEY

Petróleos Mexicanos, sus organismos subsidiarios y las compañías subsidiarias que consolidan, en su carácter de emisor extranjero de valores registrados ante *la Securities and Exchange Commission* (SEC) de Estados Unidos, tiene la obligación de cumplir con las disposiciones que le sean aplicables en la ley denominada *Sarbanes-Oxley Act of 2002* (Ley SOX).

Conforme a la sección 302 de la Ley SOX, el Director General de Petróleos Mexicanos y el Director Corporativo de Finanzas están obligados a revelar al Comité de Auditoría y Evaluación del Desempeño y a sus auditores externos, cualquier deficiencia significativa o debilidad material detectada en sus controles internos.

Por otra parte, Petróleos Mexicanos 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 cuarto trimestre de 2011, la Dirección Corporativa de Finanzas obtuvo la aprobación del Comité de Auditoría y Evaluación del Desempeño de la Metodología para la Evaluación de Controles

Internos Financieros, la cual difundió a los organismos subsidiarios, compañías subsidiarias y direcciones corporativas. Asimismo, la Dirección Corporativa de Finanzas impartió capacitación interna a su equipo de trabajo y al personal adscrito a las Áreas antes mencionadas en los aspectos más relevantes de la metodología.

Adicionalmente, se concluyó la autoevaluación que llevaron a cabo los Organismos Subsidiarios, Compañías Subsidiarias y Direcciones Corporativas de las Matrices de Control (MC), realizando el equipo de trabajo de la Dirección Corporativa de Finanzas una revisión de la información y retroalimentándoles de las áreas de oportunidad detectadas.

De igual manera, el grupo de trabajo interno de la Dirección Corporativa de Finanzas finalizó las visitas de monitoreo a diversas localidades de los organismos subsidiarios, llevando a cabo la revisión de los controles clave.

Por otra parte, el grupo de trabajo de la DCF definió el Programa de Trabajo para obtener el Informe Anual del estado que guarda el Sistema de Control Interno Financiero, por el ejercicio social de 2011, el cual se discutió con los organismos subsidiarios y compañías subsidiarias.

6. SEGURIDAD INDUSTRIAL Y PROTECCIÓN AMBIENTAL

6.1 SEGURIDAD INDUSTRIAL

El Sistema para la Administración de Seguridad, Salud y Protección Ambiental (Sistema PEMEX-SSPA)^{13/} de Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios tiene como objetivo la transformación de la cultura organizacional, lo que permite 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.

Derivado del incremento de accidentes en Petróleos Mexicanos, el equipo de liderazgo directivo de SSPA instruyó la asesoría en el PEMEX-SSPA en centros críticos de Petróleos Mexicanos, con la participación de un equipo multidisciplinario para acelerar la implantación del PEMEX-SSPA mediante:

1. Soluciones técnicas para la aplicación inmediata de líneas de acción del SSPA.
2. Talleres prácticos en elementos críticos del SSPA.
3. Asesoría en herramientas de respuesta rápida.
4. Capacitación en temas críticos de SSPA.

En el cuarto trimestre de 2011 se observó una disminución en los indicadores de accidentabilidad de Pemex-Exploración y Producción, Pemex-Gas y Petroquímica Básica y Pemex-Refinación, con respecto al mismo periodo del año pasado. A pesar de contar con un buen resultado en el cuarto trimestre del año, los accidentes registrados a lo largo del año motivaron la realización de un segundo ciclo de implantación de disciplina del sistema de administración de SSPA en PEMEX, a través de las siguientes diez directrices que aplican para todo Petróleos Mexicanos:

1. Aplicación disciplinada de líneas de acción de la estrategia en SSPA.
2. Incorporación del STPRM en equipos de liderazgo.
3. Capacitación en SSPA obligatoria.

13/ 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.

4. Estricto cumplimiento de disciplina operativa a nivel gerencial, mandos medios y personal manual.
5. Acelerar la implantación de elementos clave de Administración de la Seguridad de los Procesos-Confiabledad Operacional y atender recomendaciones de visitas de asesoría.
6. Participación en campo de toda la línea de mando para verificar la aplicación del SSPA.
7. Campaña permanente de cero tolerancia en actos inseguros, violación a permisos de trabajo, procedimientos críticos y AST.
8. Programa para revertir temas críticos de cultura en SSPA.
9. Mecanismo de reconocimiento y sanciones.
10. Reforzar la formación de profesionales de SSPA y auditorías por terceros.

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” al cierre de 2011 fueron:

PROGRAMA	AVANCE
Prevención de derrames de hidrocarburos	100%
Contingencia ambiental	100%
Remediación de suelos y aguas afectados	100%
Sustitución progresiva de los hidrocarburos por energías alternativas	75%

AVANCE EN LA IMPLANTACIÓN DEL SISTEMA PEMEX-SSPA

12 Mejores Prácticas de SSPA	Nivel 1: 99% / Nivel 2: 87% y Nivel 3: 57%	Nivel 3
Seguridad de los procesos	Nivel 1: 98% / Nivel 2: 81% y Nivel 3: 47%	Nivel 3
Salud en el trabajo	Nivel 1: 97% / Nivel 2: 40% y Nivel 3: 4%	Nivel 2
Administración ambiental	Nivel 1: 96% / Nivel 2: 91% y Nivel 3: 42%	Nivel 2

ACCIDENTALIDAD

En el cuarto trimestre de 2011, el índice de frecuencia de Petróleos Mexicanos se situó en 0.55 accidentes por millón de horas-hombre laboradas, igual al del periodo equivalente del año anterior, como resultado del efecto combinado de mejores resultados en Pemex-Gas y Petroquímica Básica, Pemex-Refinación y Pemex-Exploración y Producción (100%, 20.8% y 12.2% de disminución, respectivamente) y de 125.4% de incremento en el índice para Pemex-Petroquímica.

En 2011, el índice de frecuencia se situó en 0.54 accidentes por millón de horas-hombre laboradas, 28.6 superior al año previo, por efecto del incremento en Pemex-Petroquímica (134.5%) y Pemex-Refinación (22.7%), mientras que registraron reducciones Pemex-Exploración y Producción (9.3%) y Pemex-Gas y Petroquímica Básica (5.6%). En el primer trimestre del año se presentaron 49 lesiones incapacitantes contra 35 del segundo trimestre, 66 del tercero y 52 del último.

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

Año	TRIMESTRE VI					ENERO-DICIEMBRE				
	PEMEX	PEP	PR	PGPB	PPQ	PEMEX	PEP	PR	PGPB	PPQ
2010	0.55	0.41	0.96	0.44	0.59	0.42	0.43	0.66	0.18	0.29
2011	0.55	0.36	0.76	0.00	1.33	0.54	0.39	0.81	0.17	0.68
Variación %	0.00	-12.2	-20.8	-100.0	125.4	28.6	-9.3	22.7	-5.6	134.5

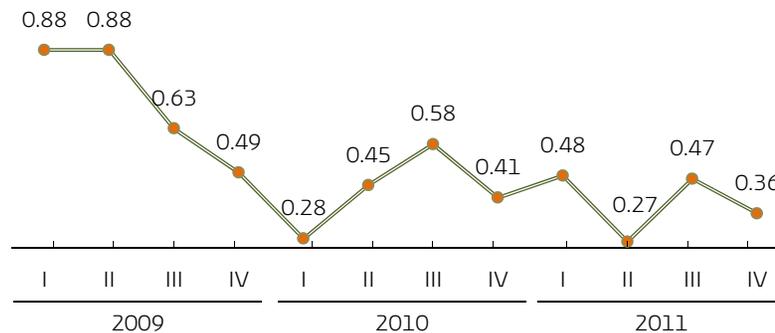
Fuente: Base de Datos Institucional.

PEMEX-EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

El índice de frecuencia del organismo subsidiario en el cuarto trimestre de 2011, fue 12.2% menor respecto al mismo periodo de 2010 al ubicarse en 0.36 accidentes por millón de horas-hombre laboradas, debido a la disminución de los accidentes personales en ese periodo.

De enero a diciembre de 2011, se registraron 0.39 accidentes por millón de horas-hombre laboradas, cifra que se traduce en una disminución de 9.3% respecto a igual periodo del año previo.

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

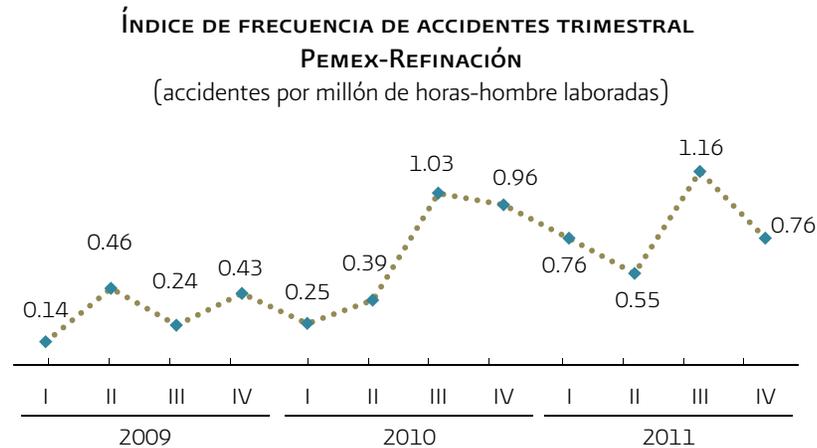


Fuente: Base de Datos Institucional. Dirección Corporativa de Operaciones.

PEMEX-REFINACIÓN

En el periodo octubre-diciembre de 2011, Pemex-Refinación reportó una disminución de 20.8% al registrar 0.76 accidentes por millón de horas-hombre laboradas, debido a que se suscitaron 22 accidentes incapacitantes. En el periodo enero-diciembre se incrementó 22.7% si se compara con el año anterior, por lo que, entre otras acciones, se implantaron las siguientes:

- Supervisar y asegurar la aplicación de los procedimientos críticos.
- Reforzar la supervisión del personal en la ejecución de los trabajos.
- La línea de mando no debe autorizar trabajo alguno si no tiene el permiso correspondiente y el Análisis de Seguridad en el Trabajo.
- Mejorar la calidad en la identificación física de los riesgos potenciales existentes en el AST y asegurarse de cumplir las recomendaciones establecidas.
- Atender hallazgos derivados de las auditorías efectivas y el cumplimiento de las recomendaciones derivadas de los Análisis Causa-Raíz.
- Aplicar el Análisis Causa-Raíz (ACR) a todas las lesiones.



Fuente: Base de Datos Institucional. Dirección Corporativa de Operaciones.

PEMEX-GAS Y PETROQUÍMICA BÁSICA

En el cuarto trimestre de 2011, Pemex-Gas y Petroquímica Básica registró un índice de frecuencia de cero accidentes frente a 0.44 del mismo periodo del año previo. Durante 2011 se registraron 0.17 accidentes por millón de horas-hombre laboradas, con una disminución de 5.6% respecto al mismo periodo del año anterior, debido a que ocurrieron cinco accidentes incapacitantes, que tuvieron lugar en los complejos procesadores de gas Nuevo Pemex, Ciudad Pemex y Coatzacoalcos con uno cada uno y dos en el sector ductos de Minatitlán-Petroquímicos, lamentablemente los dos trabajadores fallecieron.

Cabe destacar que al cierre de 2011, los complejos procesadores de gas Burgos, Matapionche y Arenque cumplieron más de seis años sin accidentes incapacitantes, asimismo se erradicó la accidentalidad laboral durante más de 14 años en 12 terminales de distribución de gas licuado; y se tiene 13 años o más sin accidentes ocupacionales en los sectores de ductos Madero, Chihuahua y Torreón, así como en las tres unidades de apoyo técnico (Centro, Norte y Sur). Al cierre de diciembre de 2011 el proyecto Ambiental Texistepec acumuló 2,644 días sin accidentes incapacitantes.

Pemex-Gas y Petroquímica Básica continúa fortaleciendo los planes de acción orientado a eliminar fallas y disminuir circunstancias que impiden contar con ambientes laborales óptimos; en este sentido el organismo continúa con el proceso de ejecución de los siguientes programas:

- Reforzamiento del sistema de seguridad, salud y protección ambiental (SSPA).
- Capacitación básica en SSPA a personal de nuevo ingreso.
- Talleres de reforzamiento a la gestión de permisos de trabajo con riesgo.
- Talleres de reforzamiento en herramientas preventivas de PEMEX-SSPA.
- Campañas de seguridad eléctrica y en talleres.

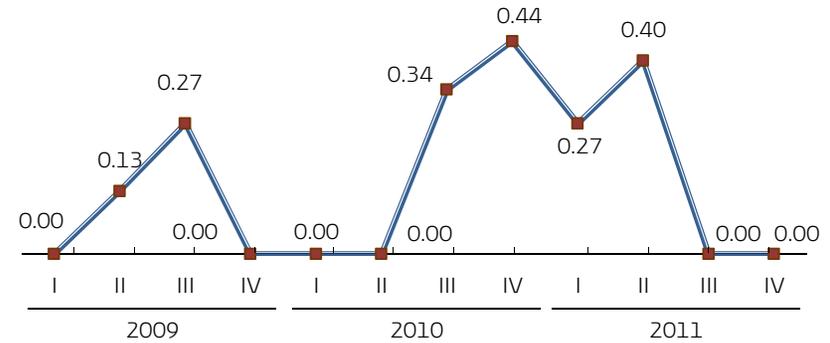
PEMEX-PETROQUÍMICA

En el último trimestre del año se registraron 1.33 accidentes por millón de horas-hombre laboradas, lo que significó 125.4% de incremento en el índice de frecuencia de accidentes si se compara con el mismo periodo del año anterior. En lo que respecta a 2011, el organismo subsidiario incrementó su índice 134.5% respecto al año previo, con un registro de 0.68 accidentes por millón de horas hombre laboradas, como consecuencia de 25 accidentes registrados. Cabe señalar que en 2011 no se registran accidentes fatales. Para reducir la accidentalidad se implanta el Plan para Reducción de Accidentes en los centros de trabajo. En el marco del Sistema PEMEX-SSPA continúa, en el Complejo Petroquímico La Cangrejera como unidad piloto, la implantación de las 11 líneas de acción, de las cuales concluyeron las tres primeras en 2011 (funciones y responsabilidades, organización para la implantación, y planeación inicial).

ÍNDICE DE FRECUENCIA DE ACCIDENTES TRIMESTRAL

PEMEX-GAS Y PETROQUÍMICA BÁSICA

(accidentes por millón de horas-hombre laboradas)

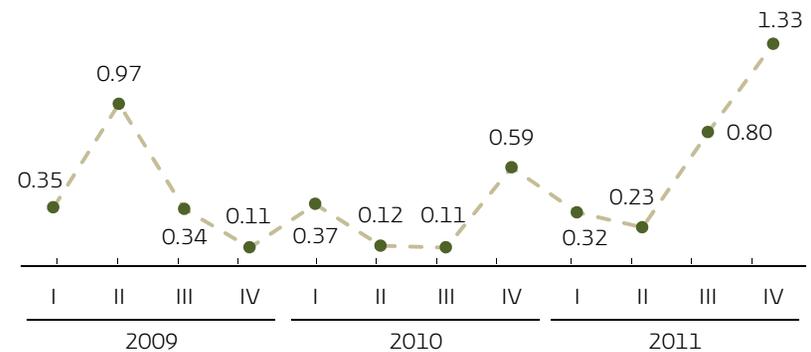


Fuente: Base de Datos Institucional. Dirección Corporativa de Operaciones.

ÍNDICE DE FRECUENCIA DE ACCIDENTES TRIMESTRAL

PEMEX-PETROQUÍMICA

(accidentes por millón de horas-hombre laboradas)



Fuente: Base de Datos Institucional. Dirección Corporativa de Operaciones.

ÍNDICE DE GRAVEDAD DE ACCIDENTES

En el periodo octubre-diciembre de 2011, el índice de gravedad de accidentes presentó una disminución de 14.6%, al registrar 35 días perdidos por millón de horas-hombre laboradas contra 41 días del mismo trimestre del año previo, lo que representó cerca de 3,254 días-hombre perdidos. Pemex-Gas y Petroquímica Básica consiguió una reducción de 100% en su índice, Pemex-Refinación 49.2%, y Pemex-Exploración y Producción 2.5%, mientras Pemex-Petroquímica presentó un incremento de 515.4%, cabe señalar que este último organismo era el que presentaba el mejor índice en el periodo de referencia.

Durante 2011 se registró un incremento de 16% en el índice de gravedad respecto al año previo, cabe señalar que 2010 fue el año con el mejor desempeño histórico de índice de gravedad. Por organismo subsidiario, el mayor incremento se registró en Pemex-Petroquímica con 154.5%, en contraste, Pemex-Gas y Petroquímica Básica tuvo una disminución de 34.8%.

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

Año	TRIMESTRE IV					ENERO-DICIEMBRE				
	PEMEX	PEP	PR	PGPB	PPQ	PEMEX	PEP	PR	PGPB	PPQ
2010	41	40	59	76	13	25	29	36	23	11
2011	35	39	30	0	80	29	30	38	15	28
Variación %	-14.6	-2.5	-49.2	-100.0	515.4	16.0	3.4	5.6	-34.8	154.5

Fuente: Base de Datos Institucional.

ACCIDENTES DE LAS COMPAÑÍAS CONTRATISTAS

En el cuarto trimestre de 2011, el índice de frecuencia de las compañías contratistas fue 0.27 accidentes por millón de horas-hombre laboradas, 49.1% menos que en el periodo similar del año previo. Pemex-Gas y Petroquímica Básica, y Pemex-Petroquímica registraron un índice de cero accidentes; Pemex-Refinación tuvo 0.23 accidentes por millón de horas-hombre laboradas y Pemex-Exploración y Producción presentó un índice de 0.27 accidentes, con una disminución de 49.1%.

En 2011, el índice de frecuencia de accidentes de las compañías contratistas fue 0.31 accidentes por millón de horas-hombre laboradas, 20.5% menos que el año anterior. Pemex-Gas y Petroquímica Básica y Pemex-Petroquímica registraron cero accidentes; Pemex-Refinación y Pemex-Exploración y Producción presentaron un índice de 0.24 y 0.31 accidentes por millón de horas-hombre laboradas, con una disminución de 27.3% y 11.4%, respectivamente.

6.2 PROTECCIÓN AMBIENTAL
EMISIONES AL AIRE

Durante el cuarto trimestre de 2011, se logró una reducción en las emisiones de aire de óxidos de azufre (SO_x) y bióxido de carbono (CO₂) de 25.3% y 10.8%, respectivamente, comparando con el mismo periodo del año anterior. El comportamiento a la baja en emisiones de aire de SO_x y CO₂ es consistente durante el transcurso del año, al reducirse dichas emisiones 27.2% y 10.5%, en el mismo orden, en comparación con 2010. Este resultado obedece principalmente a la operación de módulos de inyección de gas a yacimiento en Cantarell, lo que permite reducir el volumen de gas amargo enviado a quemadores.

USO DE AGUA

En el cuarto trimestre de 2011, tanto el uso de agua cruda como las descargas contaminantes a cuerpos de agua aumentaron 2.4% y 21.4% respecto al mismo periodo del año anterior, en el orden citado; el reuso de agua disminuyó 3.2%. Todo lo anterior fue resultado de deficiencias presentadas en el tratamiento del agua residual en el Sistema Nacional de Refinación hacia finales del año.

En 2011, el uso de agua cruda y las descargas contaminantes presentaron 1.5% y 4.3% de reducción, respectivamente. En el mismo periodo, el reuso de agua disminuyó 4% con relación al año previo.

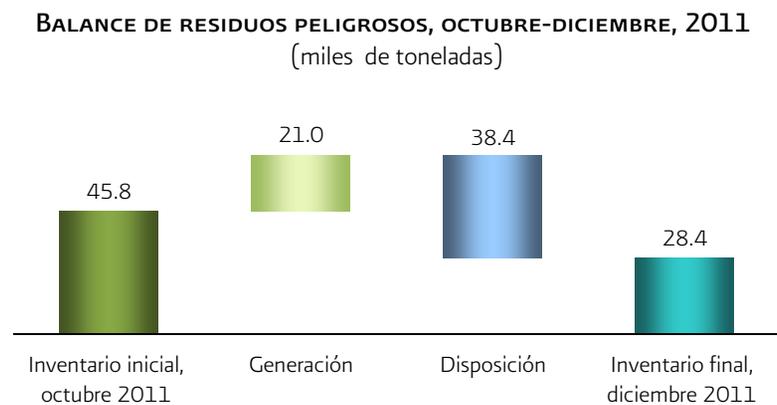
CONCEPTO	EMISIONES AL AIRE Y USO DE AGUA ^{1/}					
	TRIMESTRE IV			ENERO-DICIEMBRE		
	2010	2011	VARIACIÓN %	2010	2011	VARIACIÓN %
EMISIONES AL AIRE						
Óxidos de azufre Mt/mes	48.6	36.3	-25.3	52.6	38.3	-27.2
Bióxido de carbono MMT/mes	3.7	3.3	-10.8	3.8	3.4	-10.5
Uso de agua cruda (MMm ³ /mes)	14.580	14.925	2.4	14.98	14.75	-1.5
Descarga al agua (t/mes)	236.25	286.84	21.4	258.45	247.43	-4.3
Reuso de agua	3.10	3.00	-3.2	3.24	3.11	-4.0

1/ Información preliminar.

Fuente: Dirección Corporativa de Operaciones.

RESIDUOS PELIGROSOS

En el cuarto trimestre de 2011, las actividades de refinación participaron con 61.3% del inventario final de residuos peligrosos, de los cuales 68.8% eran lodos aceitosos. El inventario final de residuos peligrosos presentó una reducción de 38% con respecto al inventario inicial y una relación de disposición con respecto a la generación de 1.83.



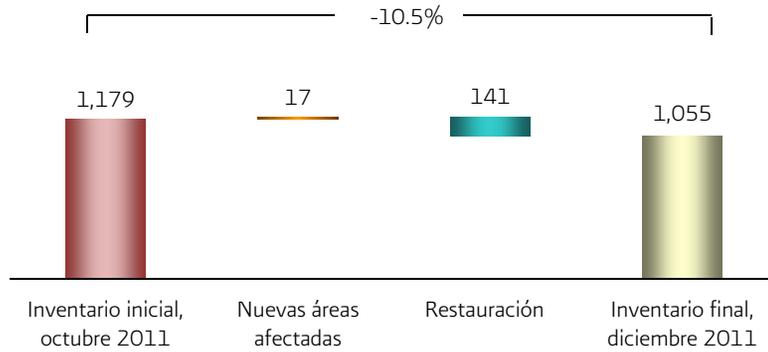
Fuente: Dirección Corporativa de Operaciones.

Al cierre de diciembre de 2011 concluyó exitosamente la ejecución el contrato de servicios del Complejo Petroquímico Pajaritos, para el servicio de manejo en sitio, transporte y tratamiento de 3,500 toneladas líquidas de clorohidrocarburos pesados y 1,500 toneladas de lodos de este residuo. 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.

PASIVO AMBIENTAL

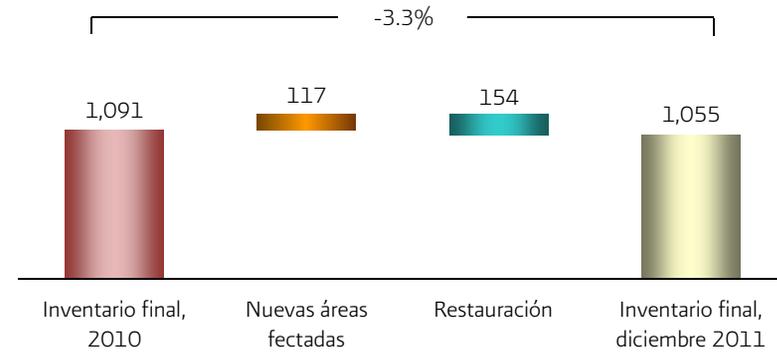
El inventario acumulado de sitios contaminados durante el cuarto trimestre de 2011 reflejó una disminución 10.5% con respecto al cierre del trimestre anterior al ubicarse en 1,055 hectáreas totales derivado de 17 hectáreas incorporadas y 141 remediadas. El inventario de cierre de 2011 presentó una disminución de 3.3% con respecto al inventario final del año previo, lo anterior como resultado de la incorporación de 117 hectáreas afectadas y la remediación de 154 hectáreas durante el año.

RESTAURACIÓN DE SITIOS CONTAMINADOS, TRIMESTRE IV
(hectáreas)

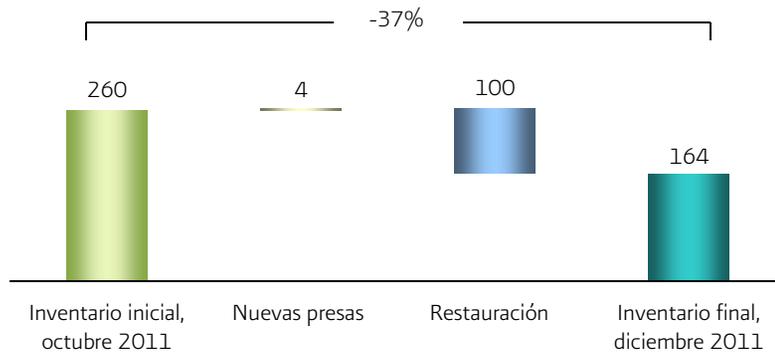


Fuente: Dirección Corporativa de Operaciones.

RESTAURACIÓN DE SITIOS CONTAMINADOS, ENERO-DICIEMBRE
(hectáreas)

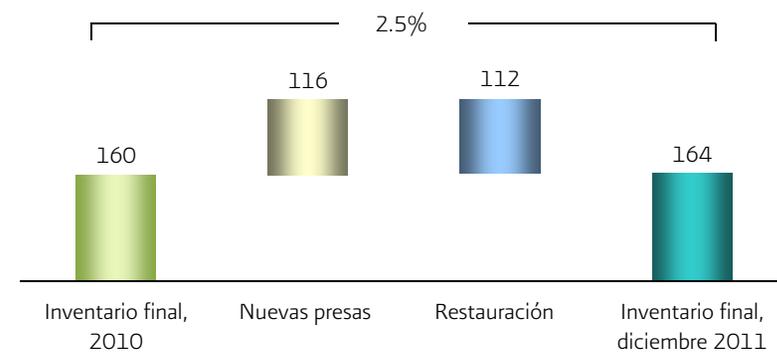


RESTAURACIÓN DE PRESAS, TRIMESTRE IV
(número)



Fuente: Dirección Corporativa de Operaciones.

RESTAURACIÓN DE PRESAS ENERO-DICIEMBRE
(número)



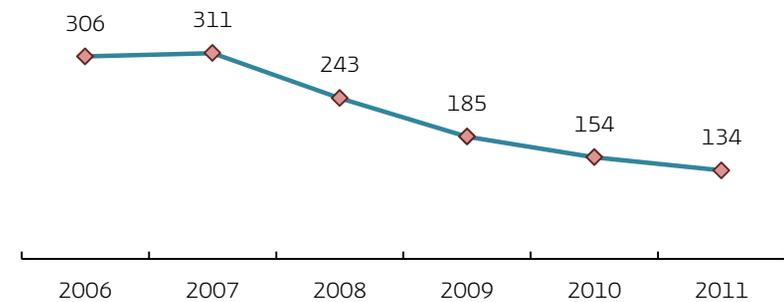
Con relación al inventario de presas por restaurar, durante el último trimestre de 2011 concluyó la mayor parte de los trabajos en esta materia al restaurar 100 presas, y con la inclusión de cuatro presas durante el trimestre, resultó un inventario total de 164 presas pendientes por subsanar al cierre del año. Con respecto al cierre del 2010 el inventario aumentó 2.5% debido a la incorporación de 116 presas y la restauración de 112 en el transcurso de 2011.

FUGAS Y DERRAMES

Durante 2011, las fugas y derrames en ductos de transporte y recolección de Petróleos Mexicanos disminuyeron 13% comparado con el año previo. La reducción en la incidencia de estos eventos corresponde principalmente a la mejora de la eficacia de los programas de integridad y confiabilidad operativa, de acuerdo con el Plan de Administración de Integridad, institucionalizado a través de un plan emergente de ductos. El objetivo de este plan objetivo es incrementar la confiabilidad operativa y seguridad del proceso de logística, transporte y distribución, conforme a la NOM-027-SESH-2010, referente a la administración de integridad de ductos de recolección y transporte de hidrocarburos.

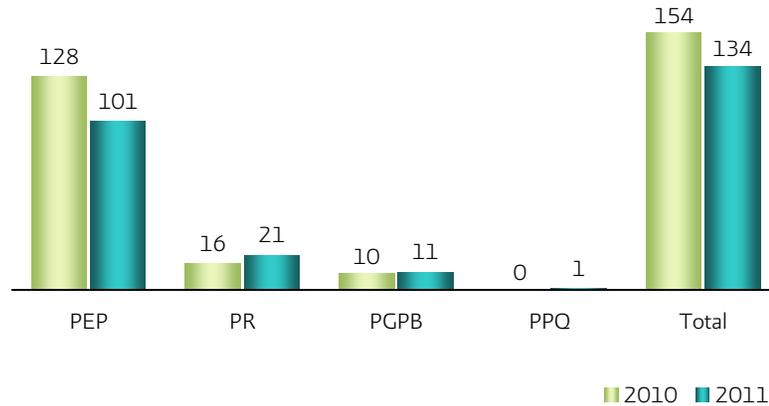
- Las principales causas de los eventos fueron daños por corrosión exterior (26.1%), así como la corrosión interior (11.2%), daños por terceras partes (14.2%) y fallas de materiales (10.4%).
- En el año 2011, los impactos al ambiente disminuyeron 60% al presentarse una menor área afectada, con respecto al año previo, no obstante que el volumen derramado presentó 23.2% de incremento en el mismo periodo.

TENDENCIA DE FUGAS Y DERRAMES



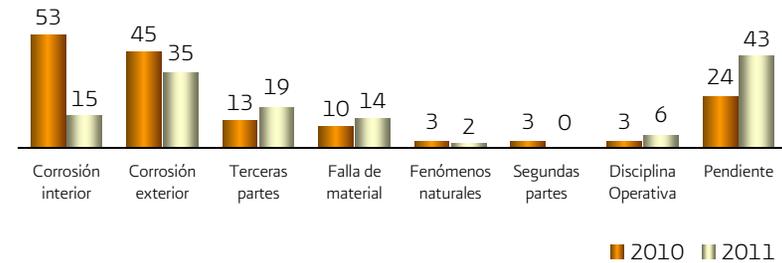
Fuente: Dirección Corporativa de Operaciones.

DERRAMES Y FUGAS, OCTUBRE-DICIEMBRE (eventos)



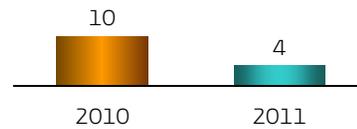
Fuente: Dirección Corporativa de Operaciones.

CAUSAS DE DERRAMES Y FUGAS, OCTUBRE-DICIEMBRE

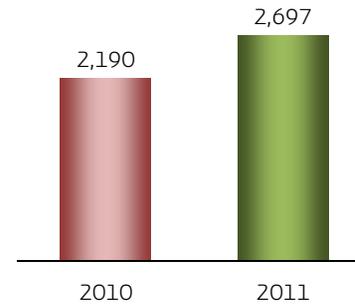


AFECTACIONES, OCTUBRE-DICIEMBRE

Área afectada
(hectáreas)



Volumen derramado
(barriles)



Fuente: Dirección Corporativa de Operaciones.

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 cuyos avances por lo general no son observables a corto plazo, ya que pueden durar varios meses en sus diferentes etapas. Durante la etapa de validación y la obtención del registro ante la Junta Ejecutiva del MDL, es necesario que los proyectos logren demostrar el cumplimiento de los criterios de adicionalidad dictados por la Organización de las Naciones Unidas en esta materia.

Existe la posibilidad de comercializar certificados de reducción de emisiones de GEI en otros mercados. Los certificados fueron creados por organizaciones públicas y privadas e incluso gobiernos locales y nacionales (por ejemplo Australia, California, Georgia, e Illinois en Estados Unidos, entre otros) que toman conciencia de su responsabilidad en el cambio climático y desean participar activamente. El mercado también busca generar un espacio de comercialización de reducción de emisiones de GEI en países en desarrollo.

Los 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, adscrita a la Dirección Corporativa de Finanzas, explora la posibilidad de comercializar e identificar proyectos de la empresa que pueden ser candidatos a estos nuevos mercados.

Al cierre del cuarto trimestre de 2011, Petróleos Mexicanos contaba con tres acuerdos de compra-venta y dos cartas de intención. Estos proyectos se encontraban en diferentes etapas del proceso de gestión de proyectos del Mecanismo para un Desarrollo Limpio (MDL) ante la Organización de las Naciones Unidas. El proyecto de eliminación de quema de gas en el campo Tres Hermanos se registró el 9 de julio de 2010, con cambios en su potencial de reducción estimada. Los cinco proyectos identificados como MDL permitirán reducir más de un millón de toneladas anuales de emisiones de bióxido de carbono equivalente (CO₂e).

PROYECTOS PARA REDUCIR LA EMISIÓN DE BIÓXIDO DE CARBONO

ORGANISMO	CENTRO DE TRABAJO	PROYECTO	REDUCCIÓN ESTIMADA TCO ₂ e/AÑO	ESTATUS DEL PROYECTO
Pemex-Exploración y Producción	Terminal Marítima Dos Bocas	Aprovechamiento energético de gases de combustión de turbogeneradores.	88,111	<ul style="list-style-type: none"> Validación (última etapa) Renovación de ERPA En espera de visita de la DOE
	Cerro Azul - Naranjos	Eliminación de quema de gas en el campo "Tres Hermanos"	82,645	<ul style="list-style-type: none"> Registrado Revisión de fórmula de precio Instalaciones en construcción
Pemex-Gas y Petroquímica Básica	Complejos procesadores de gas Ciudad Pemex, Nuevo Pemex y Poza Rica	Instalación de sellos secos en compresores de gas.	44,159	<ul style="list-style-type: none"> Validación ERPA firmado Proyecto en operación
Pemex-Petroquímica	Complejo Petroquímico Morelos	Construcción del sistema de generación eléctrica al sustituir los turbogeneradores de vapor por turbogeneradores de gas con recuperación de calor.	429,892	<ul style="list-style-type: none"> Carta de intención firmada PDD en proceso ERPA en firma
	Complejo Petroquímico La Cangrejera	Cogeneración de los turbogeneradores TG-I, TG-II y TG-III.	409,954	<ul style="list-style-type: none"> Carta de intención firmada PDD en proceso ERPA en firma
Total			1,054,761	

ERPA: *Emission Reduction Purchase Agreement* (Acuerdo de Compra de Reducción de Emisiones)

DOE: *Designated Operational Entity* (Entidad Operacional Designada)

PDD: *Project Design Document* (Documento de Diseño de Proyecto).

7. SERVICIOS DE SALUD

PREVENCIÓN MÉDICA

Petróleos Mexicanos mantiene la prioridad de fortalecer los programas de prevención médica con el objetivo de mejorar el cuidado de la salud de sus derechohabientes, tal es el caso de la esperanza de vida de sus trabajadores y los familiares, la cual es mayor a la del país en casi cuatro años. El esquema de vacunación se amplió a un mayor número de enfermedades prevenibles por vacunación en comparación con el esquema básico del Sector Salud, como es el caso de la inclusión de la vacuna contra el meningococo C.

Durante el cuarto trimestre del 2011 se realizaron 1,393 estudios de tamiz neonatal metabólico y 1,258 de tamiz auditivo, lo que permitió detectar de manera oportuna a diez niños, a los que se les otorgó atención médica especializada inmediata. Cabe señalar que el tamiz metabólico en niños recién nacidos permite prevenir 69 enfermedades metabólicas diferentes y el tamiz auditivo previene la hipoacusia y sordera tempranamente.

En materia de enfermedades prevenibles por vacunación, se aplicaron 169,775 vacunas, 3.5% más que en el cuarto trimestre de 2010 en que se aplicaron 163,877 dosis. Este incremento se debe a la aplicación estacional de 114,507 dosis para reforzar la protección contra la influenza y reducir sus complicaciones en la población derechohabiente, con edad de seis meses hasta adultos mayores, con énfasis en la población trabajadora.

Se fortalecen las acciones de vigilancia epidemiológica activa, mediante el reforzamiento de la detección oportuna de enfermedades transmisibles y no transmisibles con el fin de evitar epidemias. De esta forma, en el cuarto trimestre de 2011 se realizaron 47,736 detecciones de enfermedades transmisibles sujetas a vigilancia, tales como dengue, VIH/SIDA, tuberculosis, entre otras; se contribuyó en el diagnóstico oportuno y el tratamiento adecuado, de manera que se redujo el riesgo de brotes de estas patologías, que continúan dentro de la variación estacional con respecto al mismo periodo del año anterior y no representan mayor riesgo para un brote por estas enfermedades.

En el cuarto trimestre de 2011 se realizaron 153,009 detecciones de enfermedades crónico-degenerativas (cáncer de mama, cáncer cérvico-uterino, cáncer de próstata, diabetes e hipertensión arterial). En forma similar a la tendencia de las enfermedades transmisibles, estas cifras se mantuvieron dentro del margen de variación estacional con respecto al año anterior, situación que no representa mayor riesgo para un brote epidémico.

En favor de la promoción de la salud, se realizaron actividades de prevención y promoción relacionadas con el Programa de Atención Integral al Paciente con Sobrepeso y Obesidad, con el fin de disminuir los factores de riesgo por estilo de vida; y se distribuyeron 154,311 mensajes a través de medios impresos y se capacitaron a 23,929 personas sobre diabetes Mellitus y enfermedad cardiovascular. En 2011 inició el diseño del sistema informático vinculado al Programa de Sobrepeso y Obesidad, que se integra al expediente electrónico de la Subdirección de Servicios de Salud; en el segundo trimestre del año concluyó el diseño y el sistema opera en todas las unidades médicas de Petróleos Mexicanos, sólo resta terminar el reportador del sistema con la finalidad de contar con la información estadística oportuna y precisa.

En todas las unidades médicas, se entregaron 49,400 materiales impresos, folletos, trípticos y cuadernillos de temas como tabaquismo, drogas y alcoholismo. Se editaron tres mil carteles con tres diferentes temas: prevención de cáncer de mama, activación física y prevención de adicciones, que fueron colocados en las unidades médicas, centros de trabajo y en unidades habitacionales. Otras acciones de promoción de la salud consistieron en la difusión de mensajes de salud con enfoque preventivo, con cobertura de 70 mil potenciales lectores a través de medios electrónicos en las páginas de intranet de la Subdirección de Servicios de Salud, así como de la Gerencia de Comunicación Social.

Continuó la vigilancia y supervisión de las acciones del programa en las 45 unidades médicas de Petróleos Mexicanos, derivado del reconocimiento de dichas instalaciones como Edificios Libres de Humo de Tabaco.

En octubre se realizó la Tercera Semana Nacional de Salud en todas las unidades médicas en la que se aplicaron las vacunas SRP (sarampión, rubeola y paperas) a los escolares entre 6 y 7 años de edad, la vacuna de toxoide tetánico diftérico a escolares de 12 años de edad y se reforzó la vacunación permanente, para completar el esquema básico. Durante la campaña se distribuyeron sobres de hidratación oral a las madres con niños menores a cinco años, e información respecto a la prevención de enfermedades diarreicas e infecciones respiratorias agudas, así como su atención en el hogar y la identificación de los signos de alarma.

Se participó en la capacitación a trabajadores, de diferentes centros de trabajo y entidades federativas, respecto a estilos de vida saludable con orientación nutricional, activación física y salud mental, como parte del curso Desarrollo de Habilidades Personales y Liderazgo.

En el cuarto trimestre de 2011, la Unidad de Promoción de la Salud realizó seis cursos de capacitación, dos de ellos dirigidos al personal de nutrición de las unidades médicas, con un total de 50 trabajadores capacitados; en el área de administración del tiempo libre se impartieron dos cursos: uno de activación física y otro de tiempo libre con un total de 51 participantes; otros dos cursos correspondieron a actividades de

control y eliminación de fauna nociva y transmisora, el primero de ellos se realizó en el Hospital Regional de Villahermosa, Tabasco, y el segundo en el Regional de Salamanca, con la asistencia de 55 trabajadores de las cuadrillas de fumigación.

SERVICIOS MÉDICOS ASISTENCIALES

En el cuarto trimestre de 2011 se mantuvo la contención de actividades asistenciales, tales como las consultas, intervenciones quirúrgicas, partos y cesáreas, que se deriva del impacto favorable del cumplimiento de las metas y objetivos de los programas de medicina preventiva. Los rubros representativos de la productividad asistencial se muestran en el cuadro siguiente:

SERVICIOS	SERVICIOS MÉDICOS OTORGADOS	
	TRIMESTRE IV	
	2010	2011
Consultas	1,131,996	1,078,107
Intervenciones quirúrgicas	9,033	8,493
Egresos hospitalarios	19,053	19,428
Estudios de anatomía patológica	11,609	14,012
Estudios de laboratorio	920,810	1,032,493
Estudios de imagenología	118,483	129,238
Partos	352	310
Cesáreas	840	812

Fuente: Dirección Corporativa de Administración.

Los indicadores relacionados con la calidad y oportunidad asociados a la prestación de los servicios de salud, cuyo nivel se ubica dentro de lo programado, son resultado de las mejoras a los procesos de atención, como se muestra en el cuadro siguiente:

INDICADOR	TRIMESTRE IV, 2011
Tiempo de espera en consulta externa Primer Nivel	13 minutos
% Surtimiento de medicamentos	96.9 %
% Satisfacción de los usuarios	91%

Fuente: Dirección Corporativa de Administración.

En la Evaluación de la Gestión destaca el impacto de los resultados obtenidos de la supervisión de las líneas estratégicas, toda vez que en el rubro de incapacidades, el seguimiento y acciones asistenciales realizadas permitieron contener los días de incapacidad y reducir el número de trabajadores incapacitados, si se compara con 2010, lo que contribuye a mejorar la calidad de vida de los trabajadores e incrementar la asiduidad a su trabajo y la rentabilidad de la empresa.

ADMINISTRACIÓN Y FINANZAS

En la quinta adecuación al presupuesto, se autorizó el presupuesto anual en flujo de efectivo de 12,121 millones de pesos (6,659 millones se asignaron a servicios personales, 4,853 millones de pesos para adquisición de bienes y contratación de servicios, y 699 millones de pesos a inversión), recursos destinados a la atención de requerimientos de bienes y servicios para otorgar atención médica integral (servicios preventivos, asistenciales y de salud en el trabajo) a los derechohabientes.

En el cuarto trimestre de 2011 se registró un gasto de 4,201 millones de pesos en operación e inversión: 1,883 millones de pesos en servicios personales, 1,335 millones de pesos en materiales y suministros, 631 millones de pesos en servicios generales y 352 millones de pesos en inversión. Los conceptos representativos del gasto se muestran a continuación:

GASTO EN SERVICIOS DE SALUD (millones de pesos)			
CONCEPTO	TRIMESTRE IV		VARIACIÓN
	2010	2011	
MATERIALES Y SUMINISTROS	1,146	1,335	189
Medicamentos	557	856	300
Medicina subrogada	274	218	-55
Otros insumos	316	260	-55
SERVICIOS GENERALES	712	631	-81
Gastos médicos pagados a terceros	483	399	-84
Otros	229	232	3
SERVICIOS PERSONALES	1,794	1,883	89
OPERACIÓN	3,652	3,849	197
INVERSIÓN	45	352	308
OPERACIÓN + INVERSIÓN	3,696	4,201	505

La suma de los parciales puede no coincidir debido al redondeo de cifras.
Fuente: Dirección Corporativa de Administración.

El gasto realizado en el cuarto trimestre de 2011 fue 505 millones de pesos superior respecto al mismo periodo de 2010, resultado de las adecuaciones al presupuesto (ampliaciones) que se registraron en el último trimestre del año.

Al cierre del cuarto trimestre de 2011, la cuota plana, que representa el costo de operación de los servicios médicos por cada familia de trabajador activo, jubilado y post-mortem, se mantuvo en 62,049 pesos anuales, conforme al monto autorizado al inicio del año.

La facturación de servicios médicos disminuyó 5.0%, respecto a octubre-diciembre de 2010, debido a la reducción de la cuota plana para la facturación mensual que pasó de 5,557 a 5,171 pesos, contrarrestada por un incremento de 2.0% en el promedio de trabajadores. A continuación se presentan los ingresos antes del cierre contable de cada ejercicio, ajustados a punto de equilibrio.

FACTURACIÓN DE SERVICIOS MÉDICOS

CONCEPTO	TRIMESTRE IV		VARIACIÓN	
	2010	2011	ABSOLUTA	%
Ingresos de la Subdirección de Servicios de Salud (millones de pesos)	4,503	4,278	225	-5.0%
Promedio de trabajadores – mensual (activos, jubilados y post-mortem)	270,143	275,786	5,643	2.0%
Cuota plana anual autorizada (pesos)	66,678	62,049	-4,629	-6.9%
Cuota plana autorizada para facturación mensual (pesos)	5,557	5,171	-386	-6.9%

Fuente: Información de ingresos del Sistema SAP R/3 Módulo *Controlling* (CO), datos antes de cierre contable anual; 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

ATENCIÓN DE SOLICITUDES DE INFORMACIÓN

Del 1 de octubre al 16 de diciembre de 2011, Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios recibieron 799 solicitudes de información, formuladas al amparo de la Ley Federal de Transparencia y Acceso a la Información Pública Gubernamental (LFTAIPG). En este periodo se respondieron 726 solicitudes, mientras que las restantes 73 solicitudes quedaron en proceso y serán atendidas dentro de los plazos que marca la LFTAIPG.

SOLICITUDES DE INFORMACIÓN RECIBIDAS AL AMPARO DE LA LFTAIPG, 2011

ENTIDAD	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	TRIMESTRE IV
TOTAL	306	273	220	799
Petróleos Mexicanos (Corporativo)	108	102	71	281
Pemex-Exploración y Producción	97	74	44	215
Pemex-Refinación	70	71	97	238
Pemex-Gas y Petroquímica Básica	17	18	4	39
Pemex-Petroquímica	14	8	4	26

Fuente: Dirección Corporativa de Administración.

SOLICITUDES DE INFORMACIÓN ATENDIDAS, 2011

ENTIDAD	TRIMESTRE IV
TOTAL	726
Petróleos Mexicanos (Corporativo)	255
Pemex-Exploración y Producción	229
Pemex-Refinación	157
Pemex-Gas y Petroquímica Básica	52
Pemex-Petroquímica	33

PORTAL DE OBLIGACIONES DE TRANSPARENCIA

El corporativo de Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios actualizaron la información prevista en las 17 fracciones registradas en el Portal de Obligaciones de Transparencia (POT), conforme se indica en el Artículo 7 de la LFTAIPG.

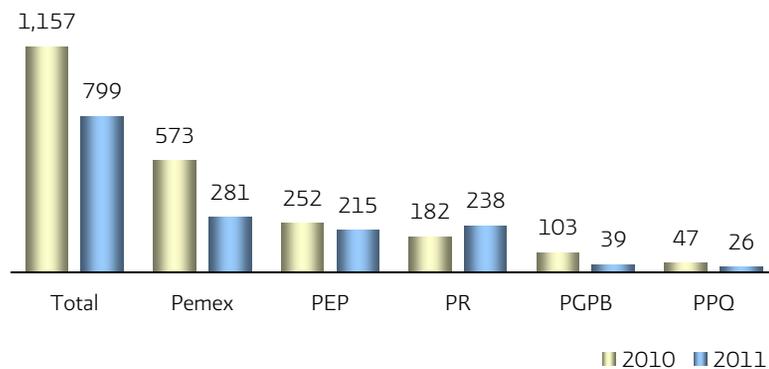
Durante el cuarto trimestre de 2011, se formularon 156,761 consultas por parte de la sociedad al POT de Petróleos Mexicanos (Corporativo) y de los organismos subsidiarios, 15.2% más que en el mismo periodo del año previo.

CONSULTAS AL PORTAL DE OBLIGACIONES DE TRANSPARENCIA, 2011

ENTIDAD	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	TRIMESTRE IV
TOTAL	49,547	60,556	46,658	156,761
Petróleos Mexicanos (Corporativo)	26,516	32,409	20,898	79,823
Pemex-Exploración y Producción	8,372	10,232	7,692	26,296
Pemex-Refinación	7,555	9,233	9,581	26,369
Pemex-Gas y Petroquímica Básica	3,878	4,740	4,886	13,504
Pemex-Petroquímica	3,226	3,942	3,601	10,769

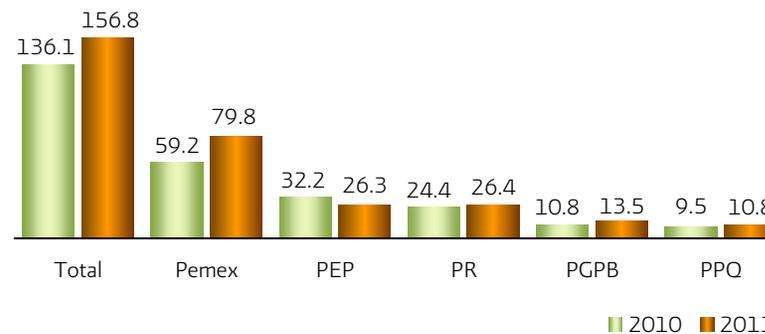
Fuente: Instituto Federal de Acceso a la Información Pública y Protección de Datos (IFAI).

SOLICITUDES DE INFORMACIÓN FORMULADAS AL AMPARO DE LA LFTAIPG, TRIMESTRE IV



Fuente: Dirección Corporativa de Administración.

CONSULTAS AL PORTAL DE OBLIGACIONES DE TRANSPARENCIA, TRIMESTRE IV (miles)



COMITÉS DE INFORMACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS

Del 1 de octubre al 31 de diciembre de 2011, las actividades de los comités de información se presentan a continuación:

ACTIVIDADES DE LOS COMITÉS DE INFORMACIÓN, TRIMESTRE IV, 2011

ENTIDAD	SESIONES ORDINARIAS	SESIONES EXTRAORDINARIAS	ASUNTOS ATENDIDOS	RESOLUCIONES EMITIDAS ^{1/}	RECURSOS DE REVISIÓN ATENDIDOS
TOTAL	21	8	108	103	26
Petróleos Mexicanos (Corporativo)	11	-	59	59	12
Pemex-Exploración y Producción	2/	2/	13	12	4
Pemex-Refinación ^{3/}	3	-	7	17	7
Pemex-Gas y Petroquímica Básica	5	3	11	11	3
Pemex-Petroquímica	3	5	18	4	-

1/ Resoluciones sobre inexistencias, reserva y confidencialidad.

2/ El Comité de Información de Pemex-Exploración y Producción sesiona de manera permanente.

3/ El Comité de Información de Pemex-Refinación sesiona de manera permanente y realiza una reunión mensual de seguimiento.

Fuente: Dirección Corporativa de Administración.

ARCHIVÍSTICA Y DIGITALIZACIÓN

Durante el cuarto trimestre de 2011, se actualizó y publicó la Guía Simple de Archivos en el portal Institucional de Petróleos Mexicanos, con información por direcciones corporativas y de la Dirección General, incluida la descripción básica de las series documentales, sus características fundamentales y datos generales, los responsables, las clasificaciones archivísticas y destino final de 2,878 nuevos expedientes en Archivo de Trámite, que ascienden a un total de 1,153,531 expedientes. En el cuarto trimestre de 2010 se tenía un total de 1,132,766 expedientes.

Se actualizó la Red de Enlaces y Responsables de Archivo para la capacitación de 47 participantes en el uso y manejo del Módulo de Archivo de la Solución Tecnológica Documental y de dos participantes en la Herramienta de Consulta Archivística.

Concluyó el cotejo físico y electrónico de diez procedimientos de transferencias primarias hacia el Archivo de Concentración de Petróleos Mexicanos, integrado por 1,601 expedientes cuya vigencia operativa en el Archivo de Trámite concluyó y fueron cerrados documentalmente (ordenados, expurgados, foliados, digitalizados e indexados hacia el Módulo de Archivo de la Solución Tecnológica Documental). Respecto al

cuarto trimestre de 2010 se concluyeron cinco procedimientos adicionales y se conservó el mismo número de expedientes cerrados documentalmente.

DONATIVOS Y DONACIONES

Durante octubre-diciembre de 2011 se recibieron 195 solicitudes de donativos y donaciones promovidas por estados, municipios y organizaciones de la sociedad civil; si se consideran las 1,240 solicitudes recibidas al cierre del tercer trimestre, totalizan 1,435 solicitudes registradas en 2011.

Las solicitudes recibidas fueron analizadas en cuanto a su procedencia y viabilidad de apoyo, en los términos de la normatividad vigente, las disposiciones legales y administrativas aplicables, y, en especial, de los Lineamientos en Materia de Donativos y Donaciones de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios.

En el cuarto trimestre de 2011 se autorizaron 264 propuestas de donativos y donaciones, por 1,386.2 millones de pesos, correspondientes a 568.2 millones de pesos a donativos en efectivo (41% de monto), y 818 millones de pesos a recursos en especie (59%).

Las principales acciones y proyectos que los donatarios llevarán a cabo con los recursos autorizados se realizarán en Campeche, Chiapas, Tabasco Tamaulipas, Veracruz, Guanajuato, Hidalgo, Nuevo León, Oaxaca y Puebla; equivalentes a 20.7% del presupuesto ejercido.

Por cada uno de los donativos y donaciones autorizados durante el cuarto trimestre de 2011, se suscribieron contratos de donación, en los que establecen las obligaciones para los donatarios en cuanto a aplicar los recursos en el fin autorizado, la remisión de informes trimestrales sobre la aplicación de recursos y el otorgar todas las facilidades para la realización de visitas de verificación por las instancias correspondientes.

PROGRAMA NACIONAL DE RENDICIÓN DE CUENTAS, TRANSPARENCIA Y COMBATE A LA CORRUPCIÓN (PNRCTCC)

Durante el cuarto trimestre de 2011, Petróleos Mexicanos, sus organismos subsidiarios, así como sus filiales (PMI Comercio Internacional, III Servicios y Compañía Mexicana de Exploraciones) y el Instituto Mexicano del Petróleo, trabajaron en forma coordinada para la atención de los temas que conforman el programa conforme a los lineamientos y temas expedidos en el marco del PNRCTCC.

- **BLINDAJE ELECTORAL.** Iniciaron los trabajos preparatorios de blindaje electoral para 2012 (relativos a dos cursos presenciales de capacitación con apoyo de la Fiscalía Especializada para la Atención de Delitos Electorales), se publicó en el portal institucional el curso electrónico

correspondiente a 2012 y en las instalaciones se colocó material de difusión diverso (este tema ya no se ratificó como parte del PNRCTCC para 2011; sin embargo, debido a su importancia, se le dio continuidad).

- **PARTICIPACIÓN CIUDADANA.** Continuó la operación de los mecanismos de participación ciudadana establecidos en la industria petrolera, mediante los cuales se atiende este tema, tales como las comisiones sectoriales de las macrofunciones de Adquisiciones, y de Obra Pública. Se llevó a cabo el ejercicio de rendición de cuentas a la sociedad impulsado por la Secretaría de la Función Pública, la consulta pública realizada al respecto arrojó dos temas de interés, conforme a la guía del tema, la respuesta institucional para ambos temas fue publicada en el portal institucional a principios de noviembre y no se recibieron nuevas solicitudes o sugerencias posteriores.
- **TRANSPARENCIA FOCALIZADA.** En octubre y diciembre se actualizaron los contenidos publicados en los portales institucionales de internet de los apartados del tema.
- **MEJORA DE SITIOS WEB.** Se realizaron las acciones necesarias para cumplir con los requerimientos establecidos por el Sistema de Internet de la Presidencia, correspondientes a 21 reactivos que fueron evaluados por esa instancia en noviembre de 2011.
- **SEGUIMIENTO A LÍNEAS DE ACCIÓN DE PROGRAMAS SECTORIALES.** Continuó la publicación, en el sitio web institucional, del formato establecido por la Secretaría de la Función Pública con información actualizada semestralmente.

ADMINISTRACIÓN PATRIMONIAL

En materia de administración patrimonial, Petróleos Mexicanos avanza en sus programas de licitaciones y enajenación para el aprovechamiento óptimo de sus recursos materiales. La enajenación de activos e instalaciones improductivas en el cuarto trimestre de 2011 y su comparación con lo que se tenía programado, se muestra a continuación:

INFORME DE RESULTADOS, TRIMESTRE IV, 2011

(miles de pesos)

CONCEPTO	PROYECCIÓN DE VENTAS	VENTAS	% VENTAS/PROYECCIÓN
Bienes muebles	294.67	87.63	29.74
Bienes inmuebles	2.06	-	-

Fuente: Dirección Corporativa de Administración.

BIENES MUEBLES. La variación en la venta de bienes muebles respecto al programa se debió a que no estuvieron disponibles las plantas, embarcaciones y desechos que se proyectaron.

BIENES INMUEBLES. Se efectuaron diversas actividades de promoción, relativas a dos convocatorias para la licitación pública de igual número de inmuebles en Veracruz y Chiapas, sin embargo no hubo participación de potenciales compradores, por lo que en el cuarto trimestre de 2011 no se registraron ingresos, debido a contingencias climáticas atípicas en esas zonas que limitaron la actividad inmobiliaria, a conflictos sociales por la inseguridad en los estados donde se localizan los bienes y a diferimiento por autoridades de los planes de inversión, programados al inicio del año.

8.2 PROGRAMA NACIONAL DE REDUCCIÓN DEL GASTO PÚBLICO Y DE RACIONALIDAD, AUSTERIDAD Y DISCIPLINA PRESUPUESTAL

Petróleos Mexicanos realiza diversas acciones relativas al cumplimiento de las medidas de austeridad y ahorro previstas en la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria y en el Decreto de Presupuesto de Egresos de la Federación para el Ejercicio Fiscal 2011. Los resultados alcanzados en las acciones cuantitativas al cierre del cuarto trimestre de 2011 son los siguientes:

- **SERVICIOS PERSONALES.** En el primer trimestre de 2011 se informó a los organismos subsidiarios y al corporativo que la meta de ahorro en el gasto de servicios personales se ubicó en 148.2 millones de pesos para todo el ejercicio, a través de la reducción de 1.5% en plazas de mandos superiores y de 2.5% en plazas de oficialía mayor o equivalentes. Al cierre de noviembre de 2011, no se superó el presupuesto asignado para este rubro (información preliminar, sujeta al cierre del ejercicio 2011). Avance 100%.
- **GASTO ADMINISTRATIVO Y DE APOYO.** El ahorro previsto de 934.7 millones de pesos en este rubro se documentó mediante las adecuaciones presupuestales tercera y cuarta realizadas en 2011. Avance 100%.

Los avances porcentuales alcanzados en el cuarto trimestre de 2011, respecto a la meta anual, con las medidas de ahorro y austeridad (acciones cualitativas) en materia de servicios generales, tecnologías de información, bienes muebles e inmuebles, recursos financieros y contrataciones consolidadas, se presentan a continuación:

- **SERVICIOS GENERALES**
 - **Energía eléctrica.** Al término del cuarto trimestre no se reportaron ahorros en el consumo, sin embargo se trabajó en la implantación de las acciones programadas y se mantuvo el rango de consumo de 2010. Avance 100%.

- En el consumo de agua no se alcanzaron ahorros debido a que 2011 fue un año caluroso, no obstante se mantuvo el rango de consumo de 2010 y continuó la implantación de acciones. Avance 100%.
 - La adquisición de boletos para viaje en avión se redujo en 2,035 unidades respecto a 2010. No se obtuvieron ahorros en monto debido al efecto del cierre de operaciones de la aerolínea Mexicana. Avance 100%.
 - Baja y desincorporación de vehículos. La meta de 51 vehículos para baja del Corporativo fue reprogramada a 56 unidades, que incluye tanto en el ámbito central como en el foráneo. El avance en la gestión fue 99%. En los organismos subsidiarios continuaron los trámites de baja y desincorporación de los vehículos propuestos, los avances al cierre de 2011 fueron 100% para Pemex-Exploración y Producción, Pemex-Gas y Petroquímica Básica y Pemex-Petroquímica y 75% para Pemex-Refinación.
 - Continuó el programa permanente de recuperación/reutilización de papel, basado en 220 puntos de contenedores de reciclado y rehúso, así como culminó la conversión de 332 equipos de fotocopiado, que tienen como característica el control de uso por medio de clave por usuario. Avance 100%.
- **TECNOLOGÍAS DE INFORMACIÓN**
- Telefonía local. Se mejoraron algunas tarifas si se comparan con el contrato anterior, por lo que los ahorros adicionales respecto de las tarifas antiguas, se ven reflejados a partir de la recepción de los recibos del mes de abril. Avance 100%.
 - Red privada de telecomunicaciones. Se identificaron los principales servicios de telecomunicaciones para obtener el precio de referencia utilizado para el comparativo de cifras de ahorro. Avance 100%.
 - Telefonía celular. Se realizó un análisis a de la nivel industria que permitió tomar la decisión de reducir 15% el número de servicios y aplicar nuevos planes de servicio para lograr 9.3% de ahorro mensual. Avance 100%.
- **BIENES MUEBLES E INMUEBLES**
- Continuó la revisión y actualización del inventario de bienes inmuebles de la industria petrolera con los siguientes avances: 100% en el Corporativo de Petróleos Mexicanos, 41% en Pemex-Exploración y Producción, 66% en Pemex-Refinación, 89% en Pemex-Gas y Petroquímica Básica y 100% en Pemex-Petroquímica.

- Concluyeron las acciones de depuración física de materiales en los Almacenes de Concentración Nacional para liberar espacios. Avance 100%.
 - Continuó el control de bienes muebles almacenados a través del Sistema de Racionalización de Activos, con su interfase mensual al SAP/R3. El avance es 100% en el Corporativo de Petróleos Mexicanos y en los cuatro organismos subsidiarios.
 - Abatimiento de bienes muebles e inmuebles no útiles de Petróleos Mexicanos. El avance es 100% en el Corporativo de Petróleos Mexicanos y en los cuatro organismos subsidiarios.
 - Continuó la concentración de los bienes muebles no útiles para una mejor utilización de espacios. Avance 100%.
 - Concluyó la formalización de 50 contratos de arrendamiento de Petróleos Mexicanos y se presentaron las justificaciones ante el Instituto de Administración y Avalúos de Bienes Nacionales (INDAABIN). Avance 100%.
 - Programa Anual de Enajenación de Bienes Muebles Improductivos u Obsoletos. Se envió el calendario de ejecución del programa anual a la SHCP en coordinación con los organismos subsidiarios. El monto obtenido por la venta total neta durante el cuarto trimestre de 2011 fue 315.24 miles de pesos. Avance 52%.
- **RECURSOS FINANCIEROS**
- Se dio seguimiento a la documentación proporcionada a la SHCP relativa al registro de los contratos en el módulo de Presupuesto Comprometido. Se considera que la mecánica actual a nivel institucional es la adecuada. Avance 100%.
 - Se dio seguimiento a la documentación proporcionada a la SHCP para el registro de compromisos adquiridos. Se considera que la mecánica actual a nivel institucional es la adecuada. Avance 100%.
 - Se dio seguimiento a la documentación proporcionada a la Tesorería de la Federación (TESOFE). La Dirección Corporativa de Finanzas reporta que por el momento no es viable la aplicación del pago centralizado, vía TESOFE, por lo que no aplica para la industria lo establecido en el artículo 17 del PEF en esta materia. Avance 100%.

– CONTRATACIONES CONSOLIDADAS

- Concluyó el análisis de los programas anuales de adquisiciones, arrendamientos y servicios 2011, con la finalidad de identificar iniciativas de agregación de demanda de bienes y servicios; con estas iniciativas se integró el Proyecto de Programa de Agregación de Demanda, el cual al cierre de 2011 contemplaba un total de 76 iniciativas, de las cuales para algunas de ellas se programó su contratación por el periodo 2012-2014. Avance 100%.
- Se promovió la agregación de demanda de bienes y servicios entre diversas regiones. Avance 100%.
- Con base en las iniciativas de los organismos subsidiarios se coordinó con la Subdirección de Servicios Corporativos la contratación de servicios integrales con aplicación para 2011. Avance 100%.
- Al interior de Petróleos Mexicanos se promovió la adopción de contratos marco y esquemas de ofertas subsecuentes de descuento para adquirir bienes y servicios. Quedó en proceso el desarrollo y la ejecución de los esquemas de contratación. Avance 100%.
- Coordinación de acciones de Petróleos Mexicanos y organismos subsidiarios para analizar sus inventarios y mejorar las políticas de mínimos y máximos. Avance 47%.

CONVENIO DE DESEMPEÑO

Petróleos Mexicanos suscribió con las secretarías de Hacienda y Crédito Público, de la Función Pública, y de Energía un Convenio de Desempeño en el primer semestre de 2008, de acuerdo al artículo 45 de la Ley de Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria, a fin de establecer compromisos de resultados y medidas presupuestarias que promuevan un ejercicio más eficiente y eficaz del gasto público, así como una efectiva rendición de cuentas. En cumplimiento a esta normatividad, se publicaron en el Diario Oficial de la Federación los resultados bimestrales de 2011, con desglose mensual del convenio de desempeño. A continuación se presentan los resultados alcanzados durante el cuarto trimestre 2011, en cada una de las acciones de ahorro y austeridad, e indicadores y metas:

CONVENIO DE DESEMPEÑO 2011, ANEXO 1

ACCIONES DE AHORRO Y AUSTERIDAD	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	TRIMESTRE IV	ACUMULADO 2011
REDUCCIÓN AL GASTO EN SERVICIOS PERSONALES (millones de pesos) ^{1/}					
Comprometido	30.0	30.0	88.6	148.6	148.6
Alcanzado	0.0	0.0	0.0	0.0	148.6
Variación absoluta	-30.0	-30.0	-88.6	-148.6	0.0
AHORRO EN GASTO ADMINISTRATIVO Y DE APOYO (millones de pesos) ^{2/}					
Comprometido	0.0	934.7	0.0	934.7	934.7
Alcanzado	0.0	0.0	934.7	934.7	934.7
Variación absoluta	0.0	-934.7	0.0	0.0	0.0
ACCIONES PARA EVITAR RETRASOS Y SOBRE-COSTOS EN EJECUCIÓN DE OBRAS ^{3/}					

1/ La meta comprometida de 148.6 millones de pesos se alcanzó en el mes de julio de 2011.

2/ La generación de ahorros está prevista para bimestres posteriores, y considera la aplicación de las medidas de ahorro contempladas en el Oficio Circular 307-A.-0917 del 12 de marzo de 2010 de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, referente al Programa Nacional de Reducción de Gasto Público.

3/ Al cuarto trimestre de 2011, continúa los trabajos para el desarrollo de la etapa 2 del Sistema Institucional de Desarrollo de Proyectos.

CONVENIO DE DESEMPEÑO 2011, ANEXO 2

INDICADORES Y METAS	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	TRIMESTRE IV	ACUMULADO 2011
PRESUPUESTO EN FLUJO DE EFECTIVO (millones de pesos)					
INGRESOS BRUTOS (1)					
Comprometido	116,762.9	114,874.8	120,458.5	352,096.1	1,344,358.7
Alcanzado	143,038.7	183,328.3	171,044.3	497,411.3	1,759,471.6
Variación absoluta	26,275.9	68,453.5	50,585.8	145,315.2	415,112.9
IMPUESTOS (2)					
Comprometido	72,361.2	60,243.1	64,031.7	196,636.1	758,260.3
Alcanzado	96,712.0	83,311.4	95,750.3	275,773.7	984,413.4
Variación absoluta	24,350.8	23,068.3	31,718.6	79,137.7	226,153.0
MERCANCÍA PARA REVENTA (3)					
Comprometido	17,423.0	15,618.1	17,356.1	50,397.2	199,598.0
Alcanzado	33,746.0	36,716.8	34,692.5	105,155.3	381,348.2
Variación absoluta	16,323.0	21,098.7	17,336.4	54,758.1	181,750.3
INGRESOS NETOS (4= 1-2-3)					
Comprometido	26,978.7	39,013.6	39,070.7	105,062.9	386,500.4
Alcanzado	12,580.8	63,300.1	40,601.5	116,482.4	393,710.0
Variación absoluta	-14,397.9	24,286.5	1,530.8	11,419.4	7,209.6

Las sumas pueden no coincidir debido a redondeo.

CONVENIO DE DESEMPEÑO 2011, ANEXO 2

INDICADORES Y METAS	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	TRIMESTRE IV	ACUMULADO 2011
INDICADORES OPERATIVOS					
PRODUCCIÓN DE CRUDO (miles de barriles diarios)					
Comprometido	2,574.4	2,548.8	2,567.7	2,563.8	2,550.0
Alcanzado	2,553.4	2,529.1	2,556.7	2,546.6	2,550.1
Variación absoluta	-20.9	-19.6	-11.0	-17.2	0.1
PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL^{1/} (millones de pies cúbicos diarios)					
Comprometido	6,520.0	6,509.7	6,498.2	6,509.3	6,524.4
Alcanzado	6,367.6	6,359.7	6,343.4	6,356.9	6,594.1
Variación absoluta	-152.4	-150.0	-154.8	-152.4	69.7
PROCESO DE CRUDO (miles de barriles diarios)					
Comprometido	1,396.0	1,399.0	1,409.0	1,401.4	1,359.0
Alcanzado	1,153.1	1,168.3	1,217.6	1,178.8	1,166.7
Variación absoluta	-242.9	-230.7	-191.4	-222.5	-192.2
VENTA INTERNA DE GASOLINAS^{2/} (miles de barriles diarios)					
Comprometido	833.9	863.2	923.0	873.5	844.7
Alcanzado	779.1	808.6	851.4	813.1	799.7
Variación absoluta	-54.8	-54.6	-71.6	-60.4	-45.0
EXPORTACIÓN DE CRUDO (miles de barriles diarios)					
Comprometido	1,140.4	1,116.0	1,111.7	1,122.8	1,149.0
Alcanzado	1,375.3	1,362.1	1,281.7	1,339.4	1,337.9
Variación absoluta	235.0	246.1	169.9	216.7	188.9
IMPORTACIÓN DE GASOLINAS^{3/} (miles de barriles diarios)					
Comprometido	327.0	345.1	400.7	357.7	347.9
Alcanzado	456.6	392.5	422.1	424.1	400.3
Variación absoluta	129.6	47.4	21.4	66.3	52.5

Las sumas pueden no coincidir debido a redondeo.

1/ Incluye nitrógeno. La producción de nitrógeno en el cuarto trimestre de 2011 fue 639.8 millones de pies cúbicos diarios.

2/ Ventas de Pemex-Refinación; no incluye gasnafta de Pemex-Petroquímica.

3/ Incluye la importación de isobutano y no la de metil terbutil éter (MTBE).

COMBATE AL MERCADO ILÍCITO DE COMBUSTIBLES

En 2011 Petróleos Mexicanos dedicó esfuerzos y atención especial a la prevención y abatimiento de los actos ilícitos de robo, extracción, adulteración y comercialización de productos petrolíferos, que dañan su integridad y atentan contra la seguridad nacional, al poner en riesgo a las comunidades aledañas a sus instalaciones, además de deteriorar al medio ambiente.

Durante el periodo de octubre–diciembre de 2011, se efectuaron acciones de supervisión y vigilancia interna en los diferentes centros de trabajo de la empresa, acciones para reducir el robo de hidrocarburos en la Red Nacional de Ductos, así como acciones de supervisión, vigilancia externa y coordinación interinstitucional para el abatimiento del mercado ilícito de combustibles. Los principales resultados se presentan a continuación:

ACCIONES EN CENTROS DE TRABAJO DE PEMEX-REFINACIÓN

- **AUDITORÍAS TÉCNICO-OPERATIVAS.** Se realizaron 17 auditorías técnico-operativas en terminales de almacenamiento y reparto, terminales de operación marítima y portuaria, residencias de operaciones portuarias, refinerías e instalaciones de ductos para identificar áreas de vulnerabilidad y verificar la correcta aplicación de los procedimientos operativos, de medición y manejo de productos.
- **ANÁLISIS TÁCTICO DE INFORMACIÓN DE LOS SISTEMAS OPERATIVOS.** Se compara la información contenida en los sistemas institucionales, tales como el Sistema Integral de Información Comercial, Sistema de Transferencia de Custodia, Sistema Integral de Producción, Base de Datos de Refinación, Sistema de Información de Operaciones Marítimas y Portuarias, así como del Sistema de Información Geográfica del SICORI.
- **ACCIONES DE MONITOREO,** Se utiliza un sistema de alarmas para la detección de desvío de destino, del geoposicionamiento de 1,081 autotankers propiedad de Pemex-Refinación. En el cuarto trimestre se reportaron tres casos de desvíos de ruta y/o paro no autorizado.
- **EJECUCIÓN DE OPERATIVOS.** Se realizaron cuatro operativos para reducir los faltantes en el traspaso del producto transportado por autotankers entre terminales de almacenamiento y reparto.
- **MONITOREO DE LAS OPERACIONES EN TERMINALES.** El monitoreo se realizó en las 31 terminales que cuentan con circuito cerrado de televisión para vigilancia de entradas y salidas de autotankers y áreas operativas. Al cierre de 2011, el sistema alcanzó 91% de avance en operación.

ACCIONES PARA ABATIR EL ROBO EN EL SISTEMA NACIONAL DE DUCTOS

Durante el cuarto trimestre de 2011 se incrementó la detección de tomas clandestinas en Pemex-Refinación por medio de la inspección a ductos y continuaron los esfuerzos para evitar riesgos a la población y al medio ambiente. Se inspeccionaron 104 kilómetros de ductos con equipo instrumentado espesor cero y se replantearon las actividades de los patrullajes de vigilancia y celaje de los ductos que realizan la Gerencia de Servicios de Seguridad Física con el apoyo de la Procuraduría General de la República, así como de las secretarías de la Defensa Nacional y de Marina.

- Identificación y clausura de 402 tomas clandestinas, cifra mayor si se compara con 219 tomas clandestinas detectadas entre octubre y diciembre de 2010. Asimismo, se aseguraron, entre otros bienes, 0.8 millones de litros de producto y 70 vehículos. En Tamaulipas se identificaron 57 tomas clandestinas (14% del total), en Veracruz 48 (12%), en Nuevo León 47 (12%) y en Sinaloa 39 (10%), entre otras.
- Durante el cuarto trimestre de 2011, se estima el robo de 946,199 barriles de combustible sustraído ilícitamente a través de tomas clandestinas en el sistema de transporte por ductos, 41% más que el estimado de 668,901 barriles en igual periodo del año previo.
- Personal técnico especializado de Petróleos Mexicanos. Continuaron las acciones para eliminar los artefactos utilizados para la sustracción ilícita de combustibles y rehabilitar los ductos afectados; en tanto que, el área jurídica de la empresa tomó conocimiento de los hechos y realizó las denuncias ante el Ministerio Público Federal. Entre octubre y diciembre de 2011, fueron detenidas 59 personas por el delito de robo de hidrocarburos a través de tomas clandestinas en ductos y 56 consignados por el Ministerio Público.

ACCIONES DE SUPERVISIÓN, VIGILANCIA EXTERNA Y COORDINACIÓN INTERINSTITUCIONAL

Petróleos Mexicanos verifica la calidad y medición del producto expendido en las estaciones de servicio con el fin de detectar y corregir puntos vulnerables a la venta ilícita de combustibles. En el cuarto trimestre de 2011, se inspeccionaron 7,403 estaciones con laboratorios móviles de las que una resultó con producto fuera de especificación.

- Operativo Usuario Simulado. La medición en dispensarios de 53 estaciones de servicio, localizadas en Colima, Jalisco, Morelos y Distrito Federal; reportó 38 estaciones de servicio que despachaban litros incompletos. Mes a mes se envían a la Procuraduría Federal del Consumidor los resultados de cada operativo, por oficio y como denuncia.

- Monitoreo del Control Volumétrico en estaciones de servicio bajo el contrato Cualli. La incorporación de estaciones de servicio al contrato Cualli pasó de 95.2% a finales de septiembre a 97.9% al cierre 2011. El contrato Cualli especifica la obligación de contar con los controles volumétricos y transmitir la señal a Petróleos Mexicanos.

Pemex-Refinación realiza auditorías técnico operativas en todos sus centros de trabajo, así como acciones de supervisión electrónica de vigilancia, monitoreo y operativos técnicos con el fin de detectar y corregir puntos vulnerables a la sustracción ilícita de combustibles. En cada toma clandestina encontrada, la Oficina del Abogado General interpone la denuncia ante el Ministerio Público Federal a quien le compete por mandato constitucional investigar estos delitos y lograr que no queden impunes. La prevención del robo de hidrocarburos en ductos le corresponde a la Secretaría de Seguridad Pública Federal.

8.3 PROGRAMA DE MEJORA DE LA GESTIÓN (PMG)

Al cierre del cuarto trimestre de 2011, Petróleos Mexicanos tiene ocho proyectos registrados en el Sistema de Administración del Programa de Mejora de la Gestión (SAPMG), en Fase 3 Seguimiento, y cuatro iniciativas, en Fase 1 Selección de Iniciativa. Conforme a los manuales otorgados por la Secretaría de la Función Pública (SFP) para la operación del PMG, cada proyecto tiene una categoría determinada y un programa de trabajo predefinido con etapas que son obligatorias. En la Fase 3 Seguimiento, los esfuerzos se enfocan a la ejecución del proyecto, su administración y control de acuerdo a su programa predefinido.

El 29 de julio de 2011 concluyó el proyecto relacionado a auditorías integrales de salud y protección ambiental (SSPA) y de conformidad al manual de operación del PMG 2011 se cerró en el sistema el proyecto en su Fase 4 denominada "Cierre", con la firma del responsable del proyecto y el responsable del PMG.

SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN DEL PROGRAMA DE MEJORA DE LA GESTIÓN

PROCESO	NOMBRE DEL PROYECTO
DIRECCIÓN DE NEGOCIO	<i>Establecer las bases para la Planeación Estratégica en PEMEX</i>
	<i>Sistema Institucional de Desarrollo de Proyectos – Segunda Etapa</i>
LOGÍSTICA	Un solo SCADA
ADMINISTRACIÓN DE RECURSOS HUMANOS	Solución Institucional de Recursos Humanos
ADMINISTRACIÓN DE LA INFORMACIÓN	Iniciativas del Sistema de Gestión por Procesos (Finanzas)
ADMINISTRACIÓN DE ACTIVOS FIJOS	Pemex Confiabilidad
	Sistema Institucional de Administración Patrimonial SIAP
NO ESTÁ ASOCIADO A UN PROCESO	Gestión Jurídica Integral

El proceso Legal corresponde al anterior catálogo de procesos de Petróleos Mexicanos.

PROYECTOS EN EJECUCIÓN

Las propuestas y avances de los proyectos al cierre del cuarto trimestre de 2011 se presentan a continuación:

ESTABLECER LAS BASES PARA LA PLANEACIÓN ESTRATÉGICA EN PEMEX. Contar con la normatividad que regule la planeación estratégica institucional y permita ordenar y homologar las actividades que forman parte de la misma.

- Concluyó el proyecto para la elaboración del Plan de Negocios 2012-2016 de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios; se implantaron mecanismos de coordinación que permitieron entregar el Plan de Negocios, en tiempo y forma, al Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos. El Plan fue aprobado por unanimidad, establece los objetivos, estrategias, indicadores y metas de desempeño que definen el rumbo de la empresa. Los mecanismos implantados y mejoras identificadas en el proceso, se plasmaron en un documento que por acuerdo del Cuerpo de Gobierno de Dirección del Negocio, será formalizado en un manual que se encuentra en proceso interno de autorización.

SISTEMA INSTITUCIONAL DE DESARROLLO DE PROYECTOS (SIDP) - SEGUNDA ETAPA. Desarrollo del modelo conceptual para la aplicación de la metodología FEL (*Front End Loading*) para los proyectos de mantenimiento (mantenimientos mayores o capitalizables), seguridad y protección ambiental (que corresponde al alcance de la segunda fase de desarrollo del SIDP), que derive en la aplicación sistemática y homologada de la metodología para la adecuada planeación y definición de estos proyectos. Del desarrollo de la metodología FEL en estos proyectos, se espera la certidumbre en los costos y tiempos planeados de los proyectos de inversión.

- Continúan los trabajos para el desarrollo documental para aplicación de la metodología FEL para los proyectos de mantenimiento, seguridad y protección ambiental. Se trabajó en la reducción de la desviación ocasionada por la alineación del manual con el Sistema Institucional de Desarrollo de Proyectos (SIDP).

UN SOLO SCADA. Automatización de los sistemas de transporte de hidrocarburos por ducto. Se busca que los organismos subsidiarios monitoreen y controlen a través del sistema SCADA, el 100% de los ductos de transporte estratégicos para hidrocarburos líquidos y gaseosos; homologar los sistemas de medición en los puntos de transferencia de custodia; promover la creación de la estructura de operadores de centros de control, y capacitar y certificar a los operadores de estaciones de compresión y bombeo.

Se definieron las características y etapas del proceso de logística. Están en desarrollo las actividades siguientes:

- 4.2.- Analizar el proceso, e
- 4.3.- Implantar acciones de mejora, acorde al PMG.

SOLUCIÓN INSTITUCIONAL DE RECURSOS HUMANOS Y NÓMINA (SIRHN). Tiene el propósito de contar con una solución única de recursos humanos y nómina para Petróleos Mexicanos y organismos subsidiarios, con autonomía en su crecimiento, manteniendo la integración con los demás procesos de la Institución.

- Se realizaron mantenimientos para la estabilización y mejora de la versión en productivo de la SIRHN para Petróleos Mexicanos y Pemex-Gas y Petroquímica Básica. Entre octubre y diciembre de 2011, continuó la atención de incidencias en la operación de SIRHN en el Corporativo y en Pemex-Gas y Petroquímica Básica, Se realizaron las adecuaciones necesarias en SIRHN para soportar el pago anual de aguinaldo y el fondo de ahorro.

INICIATIVAS DEL SISTEMA DE GESTIÓN POR PROCESOS (FINANZAS). Homologación de la función financiera de Petróleos Mexicanos.

Concluyó el diagnóstico para aplicar la normatividad de las Normas Internacionales (IFRS) y la estrategia integral para la implantación de la Solución IFRS y de Normas Gubernamentales (NG).

Continuó el diseño y construcción de la solución de corto plazo que soportará la adopción de las normas internacionales Financial Reporting Standards (IFRS).

PEMEX CONFIABILIDAD. El proyecto está en marcha para mejorar el índice de paros no programados en las líneas de negocio; reducir los retrasos en las reparaciones generales programadas; e incrementar el cumplimiento en los programas de reparaciones generales.

- Continuó el fortalecimiento del proceso de rendición de cuentas; dando prioridad a la implantación de Pemex Confiabilidad en las refinerías del SNR (tres instalaciones de la Subdirección de Distribución de Pemex-Refinación ubicadas en Pajaritos, Nuevo Teapa y Poza Rica y dos plantas de la Subdirección de Producción de Pemex-Gas y Petroquímica Básica en Ciudad Pemex y Nuevo Pemex.

SISTEMA INSTITUCIONAL DE ADMINISTRACIÓN PATRIMONIAL (SIAP). El objetivo es contar con un sistema de información único, institucional, actualizado y confiable que permita controlar la gestión del patrimonio de la industria petrolera, desde la identificación de la necesidad de un bien, su adquisición, uso y aprovechamiento hasta el momento en que deja de ser útil para cumplir los objetivos de la industria.

- Se completó el mapeo en nivel 5 de los subprocesos de administración patrimonial; se identificaron y presentaron para su validación las funcionalidades del Sistema Institucional de Administración Patrimonial (SIAP). Se tiene una primera versión DAF's correspondientes a los subprocesos patrimoniales. En coordinación con los organismos subsidiarios, se validaron los campos y validaciones, a aplicar en el módulo de activo fijo, así como también los desarrollos Z relacionados con Finanzas Único

GESTIÓN JURÍDICA INTEGRAL. Compactación y homologación de los procedimientos administrativos de la Oficina del Abogado General y emisión del Catálogo de Servicios Jurídicos, para otorgar asesoría jurídica a la empresa, alineada a la consecución de sus objetivos principales, fortalecer la relación de socios estratégicos, darle prioridad a la planeación preventiva, en beneficio de la atención de los asuntos jurídicos en los que Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios sean parte.

- Durante el cuarto trimestre de 2011 continuó la elaboración de los procedimientos administrativos que contendrán cada manual de procedimientos administrativos, de acuerdo al subproceso jurídico.

SALVAGUARDAS

- La información financiera presentada en este informe está elaborada bajo Contabilidad Gubernamental, por lo que pudiera diferir de la información presentada ante la Comisión Nacional Bancaria y de Valores y otros reguladores financieros que se elabora bajo Normas de Información Financiera. Las principales diferencias entre la información elaborada bajo Contabilidad Gubernamental en relación con la elaborada bajo NIF 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 información financiera elaborada bajo NIF si incluye a las compañías subsidiarias de Petróleos Mexicanos en la consolidación.
 - ii. Reserva para obligaciones laborales.- la metodología de evaluación y presentación de la reserva para obligaciones laborales bajo Contabilidad Gubernamental presenta diferencias en relación con la información bajo NIF.
- La información operativa que se incluye en este informe se presenta bajo el criterio de organismo subsidiario, a diferencia de la información operativa de los reportes entregados a la Comisión Nacional Bancaria y de Valores que se presenta bajo el criterio de línea de negocio. El criterio de organismo subsidiario considera a todos aquellos productos elaborados por cada organismo subsidiario; a diferencia del criterio de línea de negocio que presenta el total de cada producto elaborado por los organismos subsidiarios de Petróleos Mexicanos en su conjunto.