



PETRÓLEOS MEXICANOS

INFORME ANUAL 2011

MARZO 2012

SALVAGUARDAS

- Este informe contiene proyecciones a futuro. Palabras tal como “se cree”, “se espera”, “se estima” y expresiones similares que se identifican con proyecciones a futuro y reflejan puntos de vista de la empresa acerca de eventos futuros y desempeño financiero. Puede contener proyecciones a futuro que describan, entre otras:
 - Actividades de exploración y producción,
 - Actividades de importación y exportación,
 - Proyecciones de inversión y costos, objetivos, ingresos y liquidez.
- Los resultados pueden diferir materialmente de aquellos proyectados como resultado de factores fuera del control de la empresa. Estos factores pueden incluir, mas no están limitados a:
 - Cambios en los precios internacionales del crudo y gas natural,
 - Efectos causados por nuestra competencia,
 - Limitaciones en nuestro acceso a recursos financieros en términos competitivos,
 - Eventos políticos o económicos en México,
 - Desempeño del sector energético y,
 - Cambios en la regulación.
- Por ello, se debe tener cautela al utilizar las proyecciones a futuro. En cualquier circunstancia estas declaraciones solamente se refieren a su fecha de elaboración y no se tiene obligación alguna de actualizar o revisar cualquiera de ellas, ya sea por nueva información, eventos futuros, entre otros.
- La información financiera presentada en el cuerpo principal de 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 diferencia 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 se presenta bajo el criterio de línea de negocio. El criterio de organismo subsidiario considera 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.

PRESENTACIÓN	4
1. PERFIL DE PETRÓLEOS MEXICANOS	7
2. EJECUCIÓN DEL PROGRAMA ANUAL Y ESTRATÉGICO DE PETRÓLEOS MEXICANOS 2011	13
3. CUMPLIMIENTO DE LOS OBJETIVOS ESTRATÉGICOS Y METAS ESPECÍFICAS	51
4. ENTORNO NACIONAL E INTERNACIONAL 2011	57
5. PRINCIPALES RESULTADOS DE LA GESTIÓN CORPORATIVA	68
5.1. Avances de la Reforma Energética	68
5.2. Administración corporativa	70
5.3. Avances en la Estrategia para el Desarrollo de Proveedores, Contratistas y Contenido Nacional	75
5.3.1. Presentación	75
5.3.2. Instrumentación de la Estrategia	75
5.3.3. Contenido nacional estimado en las contrataciones de bienes, servicios y obra pública	76
5.3.4. Requisitos de contenido nacional en contrataciones de obra pública	76
5.3.5. Contrataciones a PYMES	80
5.3.6. Financiamiento a través del Fideicomiso Pemex (FISO)	81
5.3.7. Avances en desarrollo de proveedores y contratistas	82
5.4. Tecnología de Información y Procesos de Negocio	84
6. PRINCIPALES RESULTADOS OPERATIVOS	91
6.1. Principales resultados operativos consolidados	91
6.1.1. Exploración	92
6.1.2. Reservas de hidrocarburos	95
6.1.3. Producción de petróleo crudo y gas natural	100
6.1.4. Proceso de gas natural y líquidos del gas	107
6.1.5. Producción de petrolíferos y gas licuado	108
6.1.6. Producción de petroquímicos	112
6.1.7. Mercado interno	115
6.1.8. Mercado internacional	126
6.2. Resumen ejecutivo del Programa para Incrementar la Eficiencia Operativa (PEO) por organismo subsidiario	131
7. INVERSIONES	140
7.1. Presupuesto de inversión en devengable, consolidado y por organismo subsidiario	141
7.1.1. Ejercicio del presupuesto de inversión de la Industria Petrolera Estatal	142
7.1.2. Pemex-Exploración y Producción	143
7.1.3. Pemex-Refinación	146

7.1.4.	Pemex-Gas y Petroquímica Básica	152
7.1.5.	Pemex-Petroquímica	156
7.1.6.	Corporativo de Petróleos Mexicanos	158
7.2.	Desviaciones de los contratos relacionados con los Principales Proyectos de Inversión al 31 de diciembre de 2011	160
8.	SEGURIDAD INDUSTRIAL Y PROTECCIÓN AMBIENTAL	163
8.1.	Seguridad industrial	163
8.2.	Protección ambiental	173
9.	INFORMACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADA	185
9.1.	Situación financiera	185
9.2.	Principales políticas y criterios contables conforme a Normas Gubernamentales (NEIFGSP)	190
9.3.	Política de financiamiento y estado de la deuda documentada	201
9.4.	Estado del régimen de pensiones	203
9.5.	Integración de programas y presupuestos	205
10.	GOBIERNO CORPORATIVO	211
10.1.	Estructura corporativa	211
10.2.	Órgano de Gobierno	211
11.	SERVICIOS DE SALUD	226
12.	DONATIVOS Y DONACIONES	232
13.	TRANSPARENCIA, RENDICIÓN DE CUENTAS Y MEJORA DE LA GESTIÓN	238
	NOTAS TEMÁTICAS	251
ANEXO 1	EMPRESAS SUBSIDIARIAS, VEHÍCULOS FINANCIEROS Y FIDEICOMISOS DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y SUS ORGANISMOS SUBSIDIARIOS	285
ANEXO 2	DICTAMEN DEL AUDITOR EXTERNO A LOS ESTADOS FINANCIEROS 2011-2010 DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y SUS ORGANISMOS SUBSIDIARIOS BAJO NORMAS GUBERNAMENTALES (NEIFGSP)	287
ANEXO 3	INFORMACIÓN APROBADA POR LOS CONSEJOS DE ADMINISTRACIÓN DE: PEMEX-EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN, PEMEX-REFINACIÓN, PEMEX-GAS Y PETROQUÍMICA BÁSICA Y PEMEX-PETROQUÍMICA	290

PRESENTACIÓN

En cumplimiento de las disposiciones establecidas en el artículo 70 de la Ley de Petróleos Mexicanos y de los artículos 85 y 86 de su reglamento se presenta al H. Congreso de la Unión, a través de la Secretaría de Energía (SENER) el **Informe Anual 2011 de Petróleos Mexicanos**.

El informe anual 2011 presenta los principales resultados operativos, financieros y presupuestales en forma consolidada de la industria petrolera estatal y en un anexo la información por organismo subsidiario que fue aprobada por sus respectivos consejos de administración.

En el capítulo 2 se muestra la situación y avances del Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y de sus Organismos Subsidiarios, el cual define las estrategias y las acciones para cumplir con el mandato de creación de valor para los mexicanos, mientras que en el resto del documento se establece la vinculación de los temas abordados con dicho plan.

También se destaca el resultado de los indicadores de desempeño contenidos en el Plan Nacional de Desarrollo 2007-2012 y en el Programa Sectorial de Energía 2007-2012, el cumplimiento de las metas estratégicas del Presupuesto de Egresos de la Federación 2011 (PEF), los resultados relativos al Programa Nacional de Infraestructura 2007-2012, así como el avance en el cumplimiento de la Reforma Energética.

El informe incluye el ejercicio del presupuesto desde un punto de vista consolidado. Todas las explicaciones se elaboran con relación al PEF, que sirve como marco de referencia para la elaboración de la Cuenta de la Hacienda Pública Federal.

En atención al artículo 86 del Reglamento de la Ley de Petróleos Mexicanos se da cuenta de las políticas seguidas por los administradores, los datos operativos y la ejecución de los principales proyectos por cada uno de los organismos subsidiarios.

En cumplimiento al último párrafo del artículo 13 Transitorio de la Ley de Petróleos Mexicanos, como parte del capítulo 5 incluye los avances en la Estrategia para el Desarrollo de Proveedores, Contratistas y Contenido Nacional.

Se incorporan las principales políticas y criterios contables seguidos en la preparación de la información financiera, de acuerdo con las prácticas contables establecidas por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP), denominadas Normas Específicas de Información Financiera Gubernamental para el Sector Paraestatal (Normas Gubernamentales), para ser utilizados en la formulación de la Cuenta de la Hacienda Pública Federal.

Los estados financieros que se muestran (bajo Normas Gubernamentales) son consolidados con los organismos subsidiarios (Pemex-Exploración y Producción, Pemex-Refinación, Pemex-Gas y Petroquímica Básica y Pemex-Petroquímica).

Adicionalmente, se incluyen una serie de notas temáticas de la operación de Petróleos Mexicanos.

Se anexa la opinión del auditor externo, sin salvedades, signada el 22 de febrero de 2012 así como la opinión del Consejo de Administración sobre la ejecución del programa anual y estratégico y los reportes que elabora el Comisario.

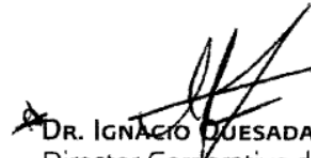
Este informe se entrega al Consejo de Administración el 1 de marzo de 2012, conforme lo establece el artículo 85 del Reglamento de la Ley de Petróleos Mexicanos, para su aprobación, previa opinión de los Comités correspondientes.



DR. JUAN JOSÉ SUÁREZ COPPEL
Director General




ING. CARLOS RAFAEL MURRIETA CUMMINGS
Director Corporativo de Operaciones



DR. IGNACIO QUESADA MORALES
Director Corporativo de Finanzas
DCF-260-2012

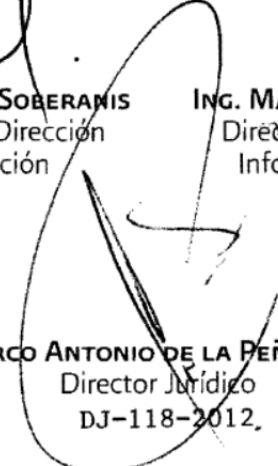


ING. MARCO ANTONIO MURILLO SOBERANIS
Encargado del despacho de la Dirección
Corporativa de Administración



DCIIPN/114/2012

ING. MAURICIO ABRAHAM GALÁN RAMÍREZ
Director Corporativo de Tecnología de
Información y Procesos de Negocio



LIC. MARCO ANTONIO DE LA PEÑA SÁNCHEZ
Director Jurídico
DJ-118-2012.

Signatarios de acuerdo al artículo 26 del Estatuto Orgánico de Petróleos Mexicanos

1. PERFIL DE PETRÓLEOS MEXICANOS

Petróleos Mexicanos es un organismo descentralizado con fines productivos, personalidad jurídica y patrimonio propios que tiene por objeto realizar las actividades que le corresponden en exclusiva al Estado en el “área estratégica del petróleo, demás hidrocarburos y la petroquímica básica de acuerdo con la Ley Reglamentaria del artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo y sus reglamentos.”^{1/}

En este contexto, 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^{2/} establece 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 de calidad, de manera eficiente, confiable 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.

Para realizar sus funciones, Petróleos Mexicanos cuenta con cuatro organismos subsidiarios:

- **PEMEX-EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN.** Realiza la exploración y aprovechamiento de las reservas de petróleo crudo y gas natural; así como su transporte, almacenamiento en terminales y comercialización de primera mano. Estas actividades se llevan a cabo en cuatro regiones geográficas que abarcan la totalidad del territorio nacional: Región Norte, Región Sur (territorio continental), Región Marina Noreste y Región Marina Suroeste (territorio marino).
- **PEMEX-GAS Y PETROQUÍMICA BÁSICA.** Procesa gas natural y obtiene gas licuado y productos petroquímicos básicos^{3/} para satisfacer, de manera eficiente, segura y oportuna, la demanda

1/ Artículo 2o. de la Ley de Petróleos Mexicanos, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 28 de noviembre de 2008.

2/ En julio de 2011 el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos aprobó el Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios 2012-2016, donde actualizó su Misión y Visión. El avance en las metas de 2011 que se presenta posteriormente corresponde al Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios 2010-2024, de junio de 2010 y a la actualización de sus metas en junio de 2011.

3/ Conforme al artículo 3o. de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo, los petroquímicos básicos están constituidos por: 1) etano, 2) propano, 3) butanos, 4) pentanos, 5) hexano, 6) heptano, 7) materia prima para negro de humo, 8) naftas (gasolinas naturales) y, 9) metano (este último cuando provenga de carburos de hidrógeno), obtenidos de yacimientos ubicados

nacional de estos productos. Asimismo, ofrece a sus clientes industriales diversos servicios, entre los que se cuentan las coberturas de precios de gas natural.

- **PEMEX-REFINACIÓN.** Realiza los procesos industriales de refinación, elaboración de productos petrolíferos y derivados del petróleo, su distribución, almacenamiento y venta de primera mano. La planeación, administración y control de la red comercial, así como la suscripción de contratos con inversionistas privados mexicanos para el establecimiento y operación de las estaciones de servicio para atender el mercado al menudeo de combustibles automotrices.
- **PEMEX-PETROQUÍMICA.** Elabora, comercializa y distribuye productos petroquímicos para satisfacer la demanda del mercado. Su actividad fundamental son los procesos petroquímicos no básicos derivados de la primera transformación del gas natural, metano, etano, propano y naftas. Guarda una estrecha relación comercial con empresas privadas nacionales dedicadas a la elaboración de fertilizantes, plásticos, fibras y hules sintéticos, fármacos, refrigerantes, y aditivos, entre otras.

Además, Petróleos Mexicanos y sus cuatro organismos subsidiarios tienen participación accionaria en 40 empresas. De éstas, cuatro son de participación estatal mayoritaria, debido a que Petróleos Mexicanos o alguno de sus organismos subsidiarios participa con más de 51% de su capital social.

Las empresas de participación estatal mayoritaria son:

- **PMI COMERCIO INTERNACIONAL, S. A. DE C. V.** Tiene por objeto la comercialización, exportación e importación, entre otros, de petróleo crudo y productos derivados de su refinación e industrialización. Petróleos Mexicanos tiene 98.3% de las acciones de la empresa (ver nota temática 13).
- **COMPAÑÍA MEXICANA DE EXPLORACIONES, S. A. DE C. V.** Brinda asesoría en proyectos bidimensionales (2D) y tridimensionales (3D), control de calidad de datos en proyectos sísmicos, adquisición y procesamiento de datos sísmicos, métodos potenciales, y estudios geofísicos y geotérmicos del fondo marino. Pemex- Exploración y Producción participa con 60% de las acciones de la empresa.
- **INSTALACIONES INMOBILIARIAS PARA INDUSTRIAS, S. A. DE C. V. Y I.I.I. SERVICIOS, S. A. DE C. V.** Prestan toda clase de consultoría y asesoría inmobiliaria, desarrollan proyectos y construcciones de calidad, administración integral, mantenimiento, arrendamiento y comercialización de bienes muebles e inmuebles para Petróleos Mexicanos, quien posee 100% de las acciones de la primera empresa, la cual a su vez tiene el 99.98% de las acciones de I.I.I. Servicios (ver Anexo 1).

en territorio nacional y se utilice como materia prima en los procesos industriales petroquímicos. Diario Oficial de la Federación del 13 de noviembre de 1996.

Petróleos Mexicanos prepara dos tipos de estados financieros consolidados.

- Los que realiza conforme a las prácticas contables establecidas por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, denominadas Normas Específicas de Información Financiera Gubernamental para el Sector Paraestatal (Normas Gubernamentales) y que son utilizados para la formulación de la Cuenta de la Hacienda Pública Federal. En este caso sólo se integran los resultados financieros de los cuatro organismos subsidiarios y los del Corporativo de Petróleos Mexicanos.
- Los que prepara de conformidad con las Normas de Información Financiera (NIF) emitidas por el Consejo Mexicano para la Investigación y Desarrollo de Normas de Información Financiera, A. C. (CINIF). La consolidación considera a los organismos subsidiarios y a las compañías subsidiarias, fideicomisos y vehículos financieros que se muestra en el cuadro siguiente:

**COMPAÑÍAS SUBSIDIARIAS QUE CONSOLIDAN SUS ESTADOS FINANCIEROS CON
PETRÓLEOS MEXICANOS Y SUS ORGANISMOS SUBSIDIARIOS**

GRUPO PMI	OTRAS EMPRESAS
<ul style="list-style-type: none">- P.M.I. Comercio Internacional, S.A. de C. V.- P.M.I. Trading Ltd.- P.M.I. Holdings North America, Inc.- P.M.I. Holdings Petróleos España, S.L.- P.M.I. Holdings B.V.- P.M.I. Norteamérica, S. A. de C. V.- P.M.I. Services B.V.- P.M.I. Marine Ltd.- P.M.I. Services North América, Inc.- Pemex Internacional España, S. A.- Pemex Services Europe Ltd.	<ul style="list-style-type: none">- Kot Insurance Company AG- Integrated Trade Systems, Inc.- Mex Gas International, Ltd <p style="text-align: center;">FIDEICOMISOS</p> <ul style="list-style-type: none">- Pemex Project Funding Master Trust- Fideicomiso Irrevocable de Administración F/163 <p style="text-align: center;">VEHÍCULOS FINANCIEROS</p> <ul style="list-style-type: none">- Pemex Finance, Ltd.

El Grupo PMI tiene por objeto principal realizar operaciones comerciales de petróleo crudo y de productos en los mercados internacionales. Las empresas del grupo, dependiendo de las funciones de cada una de ellas, proporcionan servicios especializados, tales como administrativos, financieros, legales, de administración de riesgos, de fletamento de buques y de inteligencia de mercado.

Las empresas no paraestatales son aquellas en las que Petróleos Mexicanos o alguno de sus organismos participan en su capital social en una proporción menor a 50%. Estas empresas se presentan en el Anexo 1 de este documento.

Para llevar a cabo las actividades de la industria petrolera estatal, Petróleos Mexicanos cuenta con un capital humano conformado por personal altamente especializado en todas las disciplinas requeridas para alcanzar los objetivos planteados.

Al cierre de 2011, el total de plazas ocupadas en Petróleos Mexicanos fue 150,561, con un crecimiento de 3,193 plazas ocupadas (2.2%) si se compara con el cierre del año inmediato anterior. Los movimientos se explican principalmente por la aplicación de convenios administrativo-sindicales, transferencias de plazas, y atención de programas y actividades operativas.

Del total, 132,980 plazas eran definitivas y 17,581 temporales; conforme a su situación contractual, 79.7% eran sindicalizadas y 20.3% de confianza.

Por organismo subsidiario, 34.3% del total de plazas ocupadas correspondió a Pemex-Exploración y Producción, 31.2% a Pemex-Refinación, 17.6% al Corporativo de Petróleos Mexicanos, 9% a Pemex-Petroquímica y 7.9% a Pemex-Gas y Petroquímica Básica.

PLAZAS OCUPADAS EN PETRÓLEOS MEXICANOS

	2010	2011	VARIACIÓN % 2011/2010
PETRÓLEOS MEXICANOS	147,368	150,561	2.2
Confianza	30,297	30,583	0.9
Sindicalizado	117,071	119,978	2.5
PEMEX-EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN	49,802	51,713	3.8
Confianza	11,675	11,833	1.4
Sindicalizado	38,127	39,880	4.6
PEMEX-REFINACIÓN	45,306	46,909	3.5
Confianza	6,219	6,549	5.3
Sindicalizado	39,087	40,360	3.3
PEMEX-GAS Y PETROQUÍMICA BÁSICA	12,327	11,918	-3.3
Confianza	2,315	2,154	-7.0
Sindicalizado	10,012	9,764	-2.5
PEMEX-PETROQUÍMICA	13,542	13,541	0.0
Confianza	1,813	1,830	0.9
Sindicalizado	11,729	11,711	-0.2
CORPORATIVO	26,391	26,480	0.3
Confianza	8,275	8,217	-0.7
Sindicalizado	18,116	18,263	0.8

Fuente: Base de Datos Institucional.

Para el desarrollo de sus actividades, la empresa cuenta con una amplia infraestructura para la exploración y producción de petróleo crudo y gas natural; refinerías, complejos procesadores de gas y complejos petroquímicos para la transformación de hidrocarburos; una amplia red de ductos, instalaciones de almacenamiento y equipos de transporte; además de instalaciones administrativas, de servicios médicos y de telecomunicaciones.

INFRAESTRUCTURA PETROLERA 2010-2011 PRINCIPALES INSTALACIONES

	2010	2011		2010	2011
PEMEX-EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN			PEMEX-GAS Y PETROQUÍMICA BÁSICA		
Campos en producción	405	416	Complejos procesadores de gas	11	11
Plataformas marinas	233	238	Endulzadoras de gas	20	20
Pozos en explotación	7,476	8,315	Plantas criogénicas ^{5/}	21	20
			Plantas fraccionadoras	9	9
Oleoductos (km)	4,767	4,852	Endulzadoras de condensados	6	6
Gasoductos (km)	7,526	7,656	Recuperadoras de azufre	14	14
			Terminales de distribución de gas licuado	18	18
PEMEX-REFINACIÓN					
Refinerías	6	6	Gasoductos (km)	9,032	10,307
Destilación primaria	17	17	Ductos de productos (km)	3,644	3,659
Destilación al vacío	17	17			
Desintegración catalítica	10	10	PEMEX-PETROQUÍMICA		
Reducción de viscosidad	2	2	Complejos petroquímicos	8	8
Reformadoras	13	13	Plantas de proceso	39	39
Alquilación e isomerización	14	14	Amoniaco	6	6
Hidrodesulfuradoras ^{1/}	38	40	Etileno	4	4
Coquizadoras ^{2/}	2	3	Polietilenos de alta y baja densidad	6	6
Terminales de almacenamiento y reparto	77	77	Óxido de etileno	3	3
Ductos de crudo (km)	5,199	5,213	Cloruro de vinilo	2	2
Ductos de productos (km)	8,983	8,959	Reformadora BTX	1	1
			Estireno	1	1
Buquetanques propios ^{3/}	11	11	Otras ^{6/}	16	16
Autotanques propios ^{4/}	1,360	1,360			
Estaciones de servicio (propias y terceros)	9,232	9,637	Ductos de productos (km)	730	742

1/ En 2011 se incorporaron dos plantas hidrodesulfuradoras en la refinería de Minatitlán.

2/ En 2011 se incorporó un planta de coquización retardada en la refinería de Minatitlán.

3/ Incluye cinco en arrendamiento financiero. Además, se cuenta con cinco arrendados.

4/ Además de 3,300 arrendados.

5/ En 2011 no se considera la planta criogénica de La Cangrejera que está en proceso de desincorporación.

6/ Acetaldehído, 2; oxígeno, 2; hidrógeno, 1; acrilonitrilo, 3; metanol, 2; especialidades petroquímicas, 1; propileno, 1 y dicloroetano 4.

Fuente: Petróleos Mexicanos y organismos subsidiarios.

Para otorgar el servicio médico a sus trabajadores y a sus familiares Petróleos Mexicanos cuenta con hospitales centrales, hospitales generales, hospitales regionales, clínicas-hospitales, cuatro clínicas, unidades médicas de consulta externa, unidades médicas en centros de trabajo, y consultorios en Centros de Desarrollo Infantil (CENDI), además, como parte de los apoyos que otorga Petróleos Mexicanos a sus trabajadores, cuenta con Centros de Desarrollo Infantil y escuelas (Artículo 123), en estas últimas se imparte educación primaria a los hijos de los trabajadores.

En telecomunicaciones la empresa cuenta con infraestructura de vanguardia mediante la cual se agrega valor a los procesos sustantivos y de apoyo de la industria petrolera. Los diversos servicios incluyen radiocomunicación, comunicación de datos, intercomunicación y voceo, Internet, telefonía, videoconferencia, además de servicios técnicos especializados, soporte a sistemas industriales, y soluciones integrales de automatización y medios de enlace.

2. EJECUCIÓN DEL PROGRAMA ANUAL Y ESTRATÉGICO DE PETRÓLEOS MEXICANOS 2011

ANTECEDENTES Y CONTEXTO

El 1 de junio de 2010 durante la sesión extraordinaria 812, el Consejo de Administración aprobó el Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios 2010-2024, vigente para los años 2010 y 2011, con una proyección a cinco años y metas a 2024 con fundamento en los artículos 19, fracción III, y 24, de la Ley de Petróleos Mexicanos.

Durante la sesión extraordinaria 830, el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos aprobó la actualización de metas 2011 para el Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y de los Organismos Subsidiarios 2010-2024.







En cumplimiento al artículo 70 de la Ley de Petróleos Mexicanos, se presenta el informe sobre la ejecución del Programa Anual y Estratégico de Petróleos Mexicanos (Plan de Negocios) a que hace referencia la fracción V de este artículo.

En este documento se presenta el avance de las estrategias que componen el Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y de los Organismos Subsidiarios, así como del cumplimiento de las metas aprobadas correspondientes a 2011 y un comparativo con los resultados de 2010.

Dentro del Plan de Negocios se identificaron 23 retos y se definieron 54 estrategias, todas ellas encaminadas a maximizar el valor económico de la empresa de forma sustentable, considerando los procesos de la cadena de valor: Exploración y Producción; Transformación Industrial; Distribución y Comercialización, así como los Temas Transversales.

El Plan de Negocios define el rumbo que debe seguir la empresa para alcanzar su visión a través de cuatro líneas de acción:

- **Crecimiento.** Afrontar la demanda creciente de petrolíferos, incrementar las reservas y producción de crudo y gas, así como utilizar la investigación y desarrollo tecnológico para lograr ventajas competitivas.
- **Eficiencia.** Mejorar el desempeño actual de todas las operaciones, profesionalizar al recurso humano, incrementar la eficiencia de los procesos de negocio y simplificar la regulación interna.
- **Responsabilidad corporativa.** Mejorar la imagen y relaciones con las partes interesadas, así como incorporar la protección ambiental y la responsabilidad social como elementos clave en la operación.
- **Modernización de la gestión.** Aprovechar el marco regulatorio definido por la Reforma Energética para incrementar la autonomía de gestión, agilizar la operación de la empresa e implantar una cultura enfocada a resultados.
- Para el análisis de indicadores y metas, se evalúa la tendencia histórica de los valores de los indicadores y el cumplimiento de las metas de acuerdo con los siguientes criterios:

Comportamiento 2006 - 2010 del indicador	Evaluación 2011 de las metas
 Tendencia histórica positiva.  Tendencia histórica negativa.  Sin datos históricos.	<div style="display: flex; justify-content: space-around; align-items: center;"> <div style="text-align: center;">  $-3\% > X$ $3\% < X$ (inv) </div> <div style="text-align: center;">  $-1\% > X > -3\%$ $3\% > =X > 1\%$ (inv) </div> <div style="text-align: center;">  $-1\% < =X$ $1\% > =X$ (inv) </div> </div> <p>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.</p>

Para las metas con desviaciones mayores al 3% se incluyen los textos explicativos de las causas de desviación, así como los correspondientes a las medidas correctivas y/o explicaciones de la imposibilidad de cumplimiento.

Esta evaluación sirve como base para dar cumplimiento a lo estipulado en el artículo 9° transitorio del Reglamento de la Ley de Petróleos Mexicanos, sin perjuicio de que Petróleos Mexicanos deba presentar la evaluación del cumplimiento de las metas conforme a la metodología que para ese fin se establezca, entre los acuerdos con la Secretaría de Energía y la Secretaría de Hacienda y Crédito Público.

A continuación se presentan los principales avances en las estrategias, así como el análisis del cumplimiento de metas de los indicadores de los retos asociados a cada Organismo Subsidiario y Dirección Corporativa:

PEMEX-EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN





Reto 1 Reservas	Incrementar las reservas de hidrocarburos para asegurar la sustentabilidad de largo plazo de la empresa.
Estrategias (Crecimiento)	
<ol style="list-style-type: none"> 1. Aumentar el nivel de incorporación de reservas de aceite en aguas someras y áreas terrestres. 2. Ampliar el portafolio de oportunidades exploratorias en áreas de gas no asociado. 3. Incrementar la probabilidad de éxito comercial en aguas profundas. 4. Intensificar la actividad en delimitación para incrementar la reclasificación e incorporación de reservas. 	

Principales avances

- Se tiene un nivel de incorporación de reservas 3P de 1,461 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Los avances en estas estrategias están relacionados con la terminación de pozos y levantamiento sísmico en las diferentes áreas, que permitirán evaluar recursos y reservas de hidrocarburos. Durante 2011 se han realizado las siguientes acciones:
 - En aguas someras y terrestres se terminaron 13 pozos, 2 por debajo de lo programado, y se realizó levantamiento sísmico por 2,081 km² lo que representa un cumplimiento

mayor al 100% de lo programado. Se tiene una incorporación de reservas 3P de 641 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

- En áreas de gas no asociado se terminaron 17 pozos de 14 programados, y se realizó levantamiento sísmico por 1,276 km², cifra que representa 83% de lo programado. Se incorporaron reservas por 67 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.
- En aguas profundas se terminaron 3 pozos de 5 programados y se realizó levantamiento sísmico por 39,893 km² lo que representa más del 123% de lo programado. Se incorporó una reserva 3P de 753 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (ver nota temática 1).
- En delimitación se terminaron los 2 pozos programados. Se reclasificaron reservas por 133 de 186 millones de barriles de petróleo crudo equivalente programadas para el 2011.

Indicador	Real		Meta 2011
	2010	2011	
Incorporación de reservas 3P, MMbpce	 1,438	1,461	 1,577
Tasa de restitución de reservas probadas, %	 86	101	 91.3

Causas e implicaciones

El incumplimiento con la meta se debe principalmente a la necesidad de realizar una mayor cantidad y mejores estudios y análisis, antes de la perforación, que permitan reducir los riesgos implícitos para esta actividad.





Medida correctiva. Las acciones que se han realizado para el mejoramiento de este indicador obedecen a una optimización de los recursos y aprovechar las condiciones de operación favorables.

Reto 2 Producción crudo y gas	Sostener e incrementar la producción de hidrocarburos para atender los requerimientos energéticos del país.
Estrategias (Crecimiento)	
<ol style="list-style-type: none"> 5. Actualizar esquemas de explotación de campos productores (en desarrollo y maduros). 6. Desarrollo eficiente de campos complejos (Chicontepec y Crudos Extrapesados). 7. Reactivación de campos marginales, campos abandonados y en proceso de abandono. 8. Adelantar el desarrollo de campos recientemente descubiertos para obtener producción temprana de crudo y gas no asociado. 	

Principales avances

La producción de aceite fue de 2,550 mil barriles diarios, logrando un cumplimiento de 98% de la meta establecida; mientras que la producción de gas fue de 5,913 millones de pies cúbicos diarios, lo que representa 96% de la meta.

- En el primer semestre de 2011, se terminó el proceso de análisis de la declinación para campos seleccionados y se dio inicio a la implementación de la Estrategia Nacional de Productividad.
- A la fecha se tiene el diseño de cinco pruebas piloto de recuperación mejorada y se inició el desarrollo de la estrategia de recuperación secundaria. Se tiene definido el procedimiento para formular proyectos de recuperación secundaria o mejorada.
- Se realizó el Documento de Soporte de Decisión de Visualización (DSD-V) del diseño del esquema de explotación de crudo extra pesado.
- Se continuó con la evaluación técnica de campos para nuevos modelos de ejecución en zonas terrestres.
- Se asignaron los Contratos Integrales de Exploración y Producción para campos maduros de la Región Sur (Magallanes, Santuario y Carrizo); en la Región Norte, se encuentran en proceso de licitación los campos terrestres: San Andrés, Tierra Blanca, Altamira y Pánuco; y en aguas someras: Arenque y Atún (ver nota temática 3).







Indicador	Real		Meta 2011
	2010	2011	
Producción de crudo, Mbd	 2,576	2,550	 2,551 2,601
Producción de gas natural, MMpcd ^{1/}	 6,337	5,913	 6,091 6,190

1/ No incluye nitrógeno.

Reto 3 Eficiencia	Mantener niveles de eficiencia internacionales en aprovechamiento de gas y costos para fortalecer la rentabilidad del negocio.
Estrategias (Eficiencia)	
9. Incrementar y mantener el aprovechamiento de gas. 10. Optimizar costos asociados a producción descubrimiento y desarrollo, y transporte de hidrocarburos.	

Principales avances

- Se logró un aprovechamiento de gas de 96.2% y se continúa trabajando en obras de infraestructura tales como:
 - Construcción de ductos en Cenit, Agua Fría, Ku-A, Samaria-Cactus, Furbero, Fobos, PAL, Tajín, Remolino, Humapa, Escobal, Coyotes, Humapa, Coyula I, BS Remolino III, EC Chote y Batería Central, Toteco y Humapa 1622 y 1774.
 - Instalación de equipos de compresión en Coapechaca 24, EC Cinco Presidentes, Nohoch, Ku-M, Tres Hermanos, Tecominoacán, Samaria II y Cunduacán.
- Para la optimización de costos, se están adquiriendo y modernizando equipos de perforación: se encuentra en proceso la adquisición de cinco equipos para la Región Norte y cinco para la Región Sur. Se está trabajando en la definición del alcance para optimizar los costos asociados a construcción de obras; está en proceso la elaboración de un catálogo de costos de servicios marinos y se inició la definición de esquemas de evaluación económica para proyectos de distribución y comercialización de hidrocarburos, como unidades de inversión.
- Los ahorros en el gasto de operación con referencia al Programa Nacional de Reducción del Gasto Público (PNRGP) fueron de 278 millones de pesos.

Indicador	Real		Meta 2011
	2010	2011	
Aprovechamiento de gas, %	 94.0	96.2	 97.8
Costo de producción de crudo y gas, US\$/bpce	 5.28 ^{1/}	6.12	 5.45 5.86 ^{1/}
Costo de descubrimiento y desarrollo, US\$/bpce	 12.92 ^{1/}	16.13	 14.11 16.91 ^{1/}

^{1/} Cifras en dólares de 2011.

Los datos de costos correspondientes a 2010 no coinciden con los reportado en el Plan de Negocios 2012-2016 debido a una actualización a US\$@ 2011/bpce.

Causas e implicaciones

Explicación de la imposibilidad de cumplimiento. El incumplimiento con la meta se debe principalmente al impacto desfavorable de la revaluación en 3.4% tipo de cambio pesos por dólar, ya que se tuvo un cumplimiento del casi 100% del programa de producción y las erogaciones totales disminuyeron.

Reto 9 Producción dentro de especificaciones	Asegurar la entrega dentro de especificaciones de volumen, tiempo y calidad de todos los productos, considerando la saturación actual de la infraestructura y la disponibilidad limitada de recursos.
Estrategias (Eficiencia) 29. Construir infraestructura para el manejo y/o eliminación de nitrógeno en el gas. 30. Construcción y optimización de la infraestructura de manejo, acondicionamiento, transporte y distribución de hidrocarburos.	





Principales avances

- Se redujo en 10% el contenido de nitrógeno en el gas producido con respecto al año anterior.
- Por retrasos en los proceso de contratación se mantienen los mismos avances en la instalación de las plantas *Nitrogen Reduce Unit* (NRU):
 - Planta NRU en Cunduacán de 125 millones de pies cúbicos diarios, del Activo Integral Samaria-Luna, con un avance de 10.5%.
 - Planta NRU en Jujo de 150 millones de pies cúbicos diarios, del Activo Integral Bellota-Jujo, con un avance de 8.5%.

Estos retrasos obedecen a la revisión por parte de los Activos de Producción debido a los cambios sustantivos en los pronósticos de surgimiento de N₂, siendo estos menores al pronóstico inicial con el que se conceptualizó el proyecto de construcción de la NRU, así mismo se detuvo la contratación por revisión en los alcances en las ingenieras del proyecto. Actualmente solo se aplican acciones de control para el porcentaje de N₂.

- Adecuación tecnológica de la planta criogénica II en el Complejo Procesador de Gas en Ciudad Pemex para el manejo del N₂.
- La capacidad de almacenamiento contingente de crudo pesado en la Terminal Marítima Dos Bocas (TMDB) alcanzó un nivel promedio de 1,028 mil barriles de 1,405 mil barriles programados para 2011.
- La construcción de un tanque de 500 mil barriles para almacenamiento de petróleo crudo Maya en Terminal Marítima de Pajaritos (TMP) (TV-5001) y la instalación del tanque TV-5013 fueron concluidos.
- Se cambió el alcance de la instalación de la planta de tratamiento de aguas congénitas de Cantarell en TMDB, de 100 a 150 mil barriles por día y en su reprogramación lleva un avance de 8.5%; éste considera el desarrollo del proceso concursal; sin embargo se han tenido retrasos en la ingeniería con impacto en el trámite de la plurianualidad. Atendiendo a lo anterior se desarrollaron acciones para la optimización de la gestión administrativa para la

autorización de la plurianualidad en el 2011 para iniciar el proceso de contratación en el primer trimestre de 2012.

Indicador	Real		Meta 2011
	2010	2011	
Contenido de nitrógeno en gas, %	 7.6	6.8	 6.64
Eficiencia de entrega PEP, %	 79	83.8	 100

Causas e implicaciones

El incumplimiento con la meta se debe principalmente a la variación de inyección y falta de producto químico, mayor volumen de pesados a TMDB, menor volumen de ligero a plataformas, apertura de pozos con alto contenido de agua, descontrol en deshidratadoras, barrido dinámico en línea, libranza en *Floating, Production, Storage, and Offloading* (FPSO), alto contenido de N₂ y CO₂ en el gas.

Medida correctiva. Las acciones que se han realizado para el mejoramiento de la calidad son la conversión de tanques de almacenamiento a tanques deshidratadores en la TMDB (Tanques TV-5005 y TV-5007) y la inyección de productos químicos al crudo desde plataformas. Están pendientes de entrar en operación los tanques deshidratadores TV-5013 y TV-5015, además se tiene proyectado convertir los tanques TV-5006 y TV-5008.

PEMEX-REFINACIÓN

Reto 4 Desempeño Operativo	Alcanzar un desempeño operativo de clase mundial, atendiendo el rezago en mantenimiento y dando mayor énfasis a la disciplina operativa y uso de mejores prácticas.
Estrategias (Eficiencia)	
11. Implantar un programa para alcanzar la excelencia operativa en Pemex-Refinación.	

Principales avances

- En 2011 se continuó el desarrollo del programa de Mejora de Desempeño Operativo (MDO) en el Sistema Nacional de Refinación (ver nota temática 8). Este programa busca incrementar márgenes, reducir costos y optimizar el uso de energía mediante la detección y captura de oportunidades de mejora de baja inversión en el corto plazo, que incluye —entre otros aspectos— mantenimiento, confiabilidad, disponibilidad, así como un Programa Optimizador de Paros Programados.

- La primera fase del proyecto se enfocó en seleccionar oportunidades fundamentadas en beneficios económicos, facilidad de implementación y en el requerimiento mínimo o nulo de recursos de inversión. La primera fase en Madero y Salina Cruz ya se completó.
- Se identificaron 111 oportunidades en la refinería de Madero y 65 oportunidades en la refinería de Salina Cruz. De las que, en la refinería de Madero, se seleccionaron 36 oportunidades para posible implementación, con un valor estimado de 125.4 millones de dólares por año; y 17 oportunidades potenciales en Salina Cruz con un estimado del orden de 171 millones de dólares por año.







Los principales temas relativos a las oportunidades en la refinería de Madero son los siguientes:

- Recuperación de C3 del gas combustible
- Administrar la PVR de la gasolina para procesar C4 en las unidades adecuadas
- Mezclar las moléculas correctas en gasolina
- Enviar las moléculas correctas hacia la unidad de isomerización y no a la reformadora
- Maximizar la producción de éter
- Enrutar nafta de la coquizadora hacia los risers de FCC
- Enrutar GOL de la coquizadora hacia U-501
- Enrutar ACL hacia U-502
- Optimizar los cortes de diesel/nafta en las unidades de crudo
- Incrementar la severidad y los puntos de corte de diesel en U-502
- Minimizar el desfogue de H₂
- Fijar el objetivo de no producir combustóleo
- Incremento en la producción de diluyente y gasolina
- Minimizar la importación de energía
- Reducir la generación de energía a través de turbinas de condensación
- Eliminar desfogue en operaciones de rutina
- Reparar las calderas de calor residual de gas combustible en el regenerador de FCC
- Reducir el uso de vapor en los procesos
- Regeneradores de aminas
- Vapor de agotamiento
- Dejar de enviar vapor de 1 kg/cm² de presión hacia los condensadores
- Dejar de operar las turbinas en modo lento
- Reemplazar turbinas por motores
- Incrementar la presión del vapor en las calderas nuevas
- No especificar turbinas de condensación en las hidrotratadoras de diesel nuevas de combustibles limpios

Los principales temas relativos a las oportunidades en la refinería de Salina Cruz son los siguientes:

- Minimizar la producción de combustóleo

- Maximizar la utilización de la viscorreductora (capacidad y severidad)
 - Maximizar la recuperación de GOV para mejorar la utilización de FCC
 - Maximizar el ACL hacia el combustóleo para incrementar el diesel
 - Optimizar el punto de corte de la unidad de crudo para mejorar la utilización de FCC
 - Optimizar el punto de corte de la separadora de nafta y el fraccionamiento de la DIB en la unidad de alquilación
 - Fraccionar nafta pesada en diesel
 - Eliminar el desfogue de gases de combustión recuperables
 - Maximizar la energía de importación, minimizar la energía de turbinas de condensación
 - Operar el cabezal de vapor de alta presión conforme a sus condiciones de diseño
 - Reparar las calderas de calor residual de gases de combustión en el regenerador de FCC
 - Optimizar el uso de energía dentro de las unidades
 - Reducir vapor de agotamiento, vapor de regeneración de aminas
- Inicio de la fase 2 con las siguientes actividades:
- Se realizaron las visitas de las consultoras en las refinerías de Tula y Cadereyta, para el caso de Cadereyta ya se detectaron oportunidades preliminares de alto impacto.
 - En ambas refinerías se da seguimiento a desempeño y beneficios capturados.
 - Cambio de enfoque de “identificar y evaluar oportunidades” a “implementación y monitoreo”.
 - Se tienen estipuladas las visitas a las refinerías de Minatitlán y Salamanca. Los trabajos de diagnóstico técnico en estas dos refinerías iniciaron durante el último trimestre de 2011 y a partir de mayo 2012 se iniciará la etapa de factor humano y organizacional.

Indicador	Real		Meta 2011
	2010	2011	
Rendimientos de gasolinas y destilados, %	 63.0	61.6	 64.7
Índice de intensidad energética, índice	 133.8	138.7	 124
Utilización de capacidad de destilación equivalente, %	 70.7	67.6	 78.6

Causas e implicaciones

Las desviaciones respecto de estas tres metas se explican principalmente por el alto índice de paros no programados registrados en plantas del Sistema Nacional de Refinación. Las causas de estos paros están asociadas a mantenimientos correctivos, fallas en servicios auxiliares, retrasos en reparaciones y falta de carga (ver nota temática 4).

Las problemáticas operativas de mayor impacto en el índice de paros no programados están relacionadas con: el mantenimiento correctivo a las plantas coquizadora y combinada de Cadereyta, los mantenimientos excedidos de las reformadoras de Minatitlán, así como de las plantas FCC e hidrotratadoras de gasóleos en Madero, Tula y Salina Cruz.

A estos eventos se suman el mantenimiento correctivo a la combinada Maya de Madero, por intervención en línea de transfer; el incidente ocurrido a finales de junio en la reductora de viscosidad de Tula; el paro total de la refinería de Salina Cruz, por falla eléctrica en septiembre; y los paros por falta de carga en las plantas consecutivas, a las que salieron de operación fuera de programa, en los trenes de refinación.

Medida correctiva. En 2010 se inició el programa de Mejora de Desempeño Operativo en el Sistema Nacional de Refinación. Este programa busca incrementar márgenes, reducir costos y optimizar el uso de energía mediante la detección y captura de oportunidades de mejora de baja inversión en el corto plazo, que incluye —entre otros aspectos— mantenimiento, confiabilidad, disponibilidad, así como un Programa Optimizador de Paros Programados. La ejecución y captura del total de oportunidades será completada entre el último trimestre de 2012 y el primero de 2013.

Reto 5 Suministro petrolíferos	Asegurar el suministro de petrolíferos al menor costo, considerando la volatilidad del mercado, la baja rentabilidad actual del negocio y las etapas de diseño, acreditación y ejecución de proyectos.
Estrategias (Crecimiento)	
14. Reconfigurar la refinería de Minatitlán para incrementar la producción de destilados a partir de residuales. 15. Reconfigurar la refinería de Salamanca, eliminando residuales e incrementando la producción de destilados. 16. Construir una refinería nueva en Tula, aprovechando residuales del tren existente. 18. Construir infraestructura para producir gasolinas y diesel UBA en las seis refinerías del país. 19. Optimización de la dieta de crudo en el SNR.	

Principales avances

- **Reconfiguración de Minatitlán.** El alcance del proyecto en la refinería incluye la construcción de once plantas de proceso (incluida una planta de coquización retardada), obras de integración, servicios auxiliares y la instalación de un gasoducto de 12" (12 km), oleoducto de 30" (12 km) y un hidrogenoducto de 10" (25.4 km). Con esta infraestructura se incrementaría la producción de destilados (gasolinas y destilados intermedios) del orden de 88 mil barriles diarios. Además, se incrementaría la proporción de crudo pesado (tipo Maya) en la dieta de la refinería.


Inició operaciones el primer bloque de plantas del proyecto con una producción promedio, en diciembre, de 30 mil barriles diarios de diesel Ultra Bajo Azufre (UBA). El segundo bloque con la planta combinada Maya, se encuentra en operación y estabilizada con una carga de 105 Mbd. Inició la etapa de arranque en la planta de alquilación y en el tercer bloque, con la planta coquizadora en proceso de deshidratado en sección de fraccionamiento. La hidrodesulfuradora de nafta de coque ya ha iniciado operaciones.

El avance físico reportado en los trabajos de ingeniería, procura y construcción (IPC), al mes de diciembre de 2011, es del 99.3% contra el 99.9% programado. En términos del avance financiero, lo realizado asciende a 97.6% comparado con 99.5% en programa. Actualmente se tramita ante las instancias correspondientes la autorización para activar recursos supervenientes que permitan afrontar los compromisos derivados de los procesos de conciliación.

- **Reconfiguración de Salamanca.** Proyecto acreditado en su fase *Front End Loading* (FEL) II. Se ha planteado la estrategia de ejecución en fases, en la primera, se construiría la planta coquizadora y las plantas que permitan la incorporación de sus corrientes intermedias a la refinería; en la segunda etapa, se construirían las plantas que complementan los alcances del proyecto. Se cuenta con la ingeniería básica de la planta de coquización y se encuentra en revisión la conversión de la H-Oil a hidrodesulfuradora de gasóleos.
- **Nueva refinería de Tula.** Etapa FEL II acreditada. En proceso de autorización ante la Secretaría de Hacienda y Crédito Público el cambio de monto y alcance del estudio de pre inversión. Se autorizaron los términos y condiciones del contrato para licitación del *Project Management Contractor* (PMC) que desarrollará la ingeniería básica y básica extendida. Están en elaboración los estudios de ingeniería para reubicación de canales de riego y basureros que están dentro del predio, así como del potencial geo-hidrológico y la reubicación de líneas de alta tensión.
- Construir infraestructura para producir gasolinas y diesel UBA en las seis refinerías del país:
 - **Fase Gasolina.** El avance de la Ingeniería, Procura y Construcción (IPC) de la obra es: Cadereyta-67.0%, Madero-54%, Tula-41.3%, Salamanca-42.8%, Salina Cruz-26.1% y Minatitlán-27.3%.
 - **Fase Diesel (Cadereyta).** El tecnólogo continúa desarrollando el paquete de Ingeniería Básica de la Planta de Hidrógeno. Se entregó al perito independiente la información técnica para preparar el Dictamen de "*Factibilidad Técnica, Económica y Ambiental*". En validación los entregables para acreditación del FEL III y se espera obtener la acreditación para los próximos meses.
 - **Fase Diesel (Resto del SNR).** Se recibió el paquete de ingeniería para las plantas HDS nuevas y a remodelar de las refinerías de Madero, Minatitlán y Salina Cruz, así como el paquete de ingeniería para las plantas HDS nuevas y a remodelar de las refinerías de Tula

y Salamanca. Se complementó la revisión final del modelo para las plantas nuevas HDS de las refinerías de Madero y Minatitlán.

- **Optimización de la dieta de crudo en el SNR.** El alcance de la estrategia contemplaba la sustitución de crudos en Salina Cruz y Madero, sin embargo, derivado de análisis económicos, se concluyó que ésta no era rentable para la empresa.
- No obstante, la optimización de la dieta de crudo se desarrolla en el contexto de los programas de mejoramiento operativo de las refinerías.

Indicador	Real		Meta 2011
	2010	2011	
Capacidad de producción incremental de gasolinas y destilados intermedios, Mbd	0	0	 88

Causas e implicaciones

El indicador "capacidad de producción incremental de gasolinas y destilados intermedios", está asociado a nueva infraestructura en el Sistema Nacional de Refinación. Por lo que, la meta indicada está vinculada con la operación estable de la reconfiguración de Minatitlán, la cual no se logró al cierre del año 2011, como estaba planeado.

La reprogramación de la entrada en operación de la reconfiguración se definió para el primer trimestre de 2012. En particular la operación de la planta de coquización iniciará en febrero y alcanzaría un nivel de plena capacidad a partir del mes mayo.

Explicación de la imposibilidad de cumplimiento. El proyecto se ha retrasado como consecuencia de controversias en el desarrollo de los contratos de la obra. En particular, se requerían recursos para el cierre y finiquito de los contratos por un monto estimado en 350 millones de dólares.

Reto 8 Costo de logística de hidrocarburos	Disminuir el costo de logística de hidrocarburos dada la saturación de la infraestructura, la disponibilidad limitada de recursos y la oportunidad de terceros de invertir en infraestructura de distribución.
Estrategias (Crecimiento)	
26. Optimizar la logística de petrolíferos.	

Principales avances

- **Avance de la segunda etapa del proyecto Tuxpan-Azcapotzalco.** Poliducto de 18" D.N. Cima de Togo – Venta de Carpio, los primeros 21.85 km están en operación, lo cual

contribuyó al incremento de flujo de 110 a 120 mil barriles diarios. Faltan por liberar 737 metros correspondientes al derecho de vía (DDV). Se tienen reprogramados para el primer bimestre de 2012 la puesta en operación del segundo tramo hasta Xihuingo (Km 45+109) y el tercer tramo durante marzo de 2012.

- **Estación de Bombeo Beristáin.** Se terminó la instalación de dos turbinas en la estación de rebombeo. Se concluyó la Interconexión con poliducto de 18" en Noviembre de 2011.
- Concluyó la construcción y entró en operación el ramal Pachuca del poliducto Cima de Togo-Venta de Carpio.

Indicador	Real		Meta 2011
	2010	2011	
Capacidad adicional de transporte, Mbd	35	15	65
Capacidad adicional de almacenamiento, Mb ^{1/}	0	0	0

1/ No se tienen avances en este indicador dado que el inicio de operaciones de la Terminal de Almacenamiento y Reparto (TAR) Tapachula se tiene planeado para en octubre de 2013.

Causas e implicaciones

La desviación con respecto a la meta se debe a que la entrada en operación de la segunda etapa del sistema Tuxpan-México (50 mil barriles diarios de capacidad) se reprogramó para 2012.

Explicación de la imposibilidad de cumplimiento. El proyecto ha sido retrasado por la falta de los permisos de paso correspondientes en la comunidad Palo Hueco.



Medida correctiva. Ante esta situación Pemex-Refinación interpuso una demanda, actualmente en curso legal. Las necesidades de transporte en esta ruta han sido atendidas con el poliducto actualmente en operación, con apoyo de medios de transporte alternos.

Reto 10 Satisfacción del cliente	Incrementar la satisfacción del cliente, dada la falta de consideración histórica de los clientes y del bajo conocimiento de las necesidades de los clientes.
Estrategias (Eficiencia)	
31. Modernizar el proceso comercial de Pemex-Refinación.	

Principales avances

- Se realizó la "Investigación Segmentada de Mercados en los Canales de Venta de Pemex-Refinación" para el primer y segundo semestre de 2011.
- Los segmentos estudiados durante el primer semestre fueron:

- 493 entrevistas Profundas a Franquiciatarios
 - 197 entrevistas Profundas a Distribuidores/Clientes Directos
 - 3,556 encuestas a consumidores finales a Estaciones de Servicio
- Los segmentos estudiados durante el segundo semestre fueron:
- 501 entrevistas profundas a Franquiciatarios.
 - 206 entrevistas profundas a Distribuidores/Clientes Directos.
 - 3,508 encuestas a consumidores finales de Estaciones de Servicio.

Indicador	Real		Meta 2011
	2010	2011	
Satisfacción de clientes Pemex-Refinación, %	 79	78	 80

Reto 19 Mercado ilícito	Abatir el mercado ilícito de combustibles, considerando la amplia cobertura de los sistemas de ductos y la limitación de recursos para el celaje de la misma.
Estrategias (Responsabilidad corporativa)	
48. Implantar la estrategia para el control del mercado ilícito de combustibles.	

Principales avances

- Estimación de volúmenes faltantes de combustibles en ductos para diciembre de 2011, 3,348 barriles, de los cuales 2,800 corresponden a gasolina y diesel y el resto corresponden a crudo, siendo 55% mayor que el faltante total calculado para el mismo mes del año pasado que fue de 2,162 barriles.
- El incremento de la participación de grupos delictivos contribuye sustancialmente con el aumento de los volúmenes faltantes por sustracción ilícita de combustibles. Pemex-Refinación busca minimizarlos por medio de programas operativos conjuntos entre diversas dependencias gubernamentales, auditorías técnico operativas en centros de trabajo, inspección a ductos, entre otras.





Nota. No se definió indicador de resultado para esta estrategia, su ejecución se monitorea a través del avance de sus proyectos.

PEMEX-GAS Y PETROQUÍMICA BÁSICA

Reto 4 Desempeño Operativo	Alcanzar un desempeño operativo de clase mundial, atendiendo el rezago en mantenimiento y dando mayor énfasis a la disciplina operativa y uso de mejores prácticas.
Estrategias (Eficiencia)	
12. Implantar un programa para alcanzar la excelencia operativa en Pemex-Gas y Petroquímica Básica.	

Principales avances

- El proyecto de cogeneración en el Complejo Procesador de Gas Nuevo Pemex, presentó un avance global del 91% en el montaje de los recuperadores de calor y de los turbogeneradores. Asimismo se concluyó la construcción de subestaciones eléctricas, montaje de bombas de agua de alimentación a recuperadores de calor y montaje de tubería y tratamiento térmico de la tubería de vapor principal.
- Continúa el desarrollo de obras para servicios auxiliares, trabajos de obra civil de camino de acceso, vialidades, terracerías y líneas de transmisión, de igual forma se iniciaron las pruebas para las subestaciones eléctricas.
- En cuanto al proyecto de eficiencia operativa y energética en los Complejos Procesadores de Gas, se observaron los siguientes avances:
 - Modernización de los servicios principales en el Complejo Procesador de Gas Poza Rica, inicio de operaciones de la caldera BW-1 en enero de 2011.
 - Instalación de un recuperador de calor en el Complejo Procesador Gas Ciudad Pemex, con un avance global del 98%.
 - Conclusión en diciembre de 2011 de la modificación de la Criogénica II para procesar gas húmedo dulce con alto contenido de N₂ en el Complejo Procesador de Gas Ciudad Pemex.
- El proyecto para el mejoramiento de la confiabilidad de los activos, en cuanto a la optimización de los programas de mantenimiento a plantas y equipos, quedó integrado a la iniciativa del Sistema de Gestión de Procesos (SGP) de Mantenimiento. Esta iniciativa no pudo iniciar durante el segundo semestre de 2011 por falta de suficiencia presupuestal. Se gestionará su contratación durante el primer trimestre de 2012.

Indicador	Real		Meta 2011
	2010	2011	
Capacidad criogénica utilizada, %	 77.0	78.0	 74.9 79.0
Autoconsumos de gas, combustible en proceso de gas, %	 5.4	5.4	 5.0 5.7

Reto 6 Proceso de gas	Procesar todo el gas húmedo de Pemex-Exploración y Producción, considerando la oferta de yacimientos alejados de los CGS tradicionales, las necesidades de mayor demanda de gas natural y reducción de las importaciones, así como las necesidades de suministro de etano de Pemex-Petroquímica y de Etileno XXI.
Estrategias (Crecimiento) 20. Incremento de la capacidad de proceso para la oferta de gas húmedo del proyecto Aceite Terciario del Golfo (ATG). 21. Incremento de la capacidad de proceso para la oferta de gas en el norte del país. 22. Incremento de la capacidad de proceso para la oferta de gas húmedo marino y terrestre en el centro y sur de Veracruz. 23. Asegurar el suministro de etano para el proyecto Etileno XXI mediante la construcción de la infraestructura de proceso.	

Principales avances

- **Proyecto ATG.** El proyecto de la planta criogénica en el Complejo Procesador de Gas Poza Rica registró un avance global de 85%. Se concluyó el desarrollo de la ingeniería básica y de detalle, se terminó la procura de los equipos principales y críticos de la planta, con la llegada a sitio de la torre desetanizadora el 29 de diciembre de 2011. Se continúa con la recepción en sitio de equipo e instrumentos de control. Dentro de la fase de construcción, se continúa con las actividades de montaje, inspección y alineación de equipos mecánicos (deshidratadores y compresor expansor) y obras para servicios auxiliares.
- En cuanto al incremento de capacidad de proceso para la oferta de **gas en el norte del país**, derivado del escenario^{1/} de oferta de gas de Pemex-Exploración y Producción, será hasta 2017 cuando den inicio las actividades para la construcción de infraestructura propia en el Complejo Procesador de Gas Arenque y los contratos de servicio en el Sur de Burgos, Área Perdido y Lamprea para el procesamiento de gas con infraestructura de terceros.
- **Centro y sur de Veracruz.** Con respecto a los proyectos para mejorar la calidad del gas (plantas de rocío en Playuela, El Veinte, Lakach), se realizaron reuniones de alta dirección entre la Dirección General de Petróleos Mexicanos, la Dirección Corporativa de Operaciones, Pemex-Gas y Petroquímica Básica y Pemex-Exploración y Producción, en las que se decidió que estas acciones son responsabilidad de Pemex-Exploración y Producción, por lo que Pemex-Gas y Petroquímica Básica ya no va a realizarlas.
- **Etileno XXI.** El 15 de julio 2011 se obtuvo la acreditación de la etapa FEL I por parte del Grupo de Trabajo de Inversión de Petróleos Mexicanos, para todas las obras asociadas al contrato de suministro de etano: ductos de transporte de C2+ y etano gas, acondicionamiento de las plantas fraccionadoras y endulzadoras de líquidos de los

Complejos Procesadores de Gas Cactus y Nuevo Pemex, y modificación de la Criogénica II para recuperar C2+ en Ciudad Pemex.

El 22 de diciembre de 2011 se obtuvo la acreditación de la etapa FEL II para las siguientes obras: acondicionamiento de las plantas fraccionadoras y endulzadoras de líquidos de los Complejos Procesadores de Gas Cactus y Nuevo Pemex. A partir de septiembre, el Instituto Mexicano del Petróleo está desarrollando la Ingeniería Básica para estas obras.

1/ Escenario 11.301_50% Aguas profundas, Ciclo de planeación 2011 de Petróleos Mexicanos.

Indicador	Real		Meta 2011
	2010	2011	
Capacidad incremental criogénica instalada en Centros Procesadores de Gas, MMpcd	0	0	0

No se tienen avances en este indicador dado que la entrada en operación de la planta criogénica en el Centro Procesador de Gas Poza Rica será en agosto de 2012.

Reto 8 Costo de logística de hidrocarburos	Disminuir el costo de logística de los hidrocarburos dada la saturación de la infraestructura, la disponibilidad limitada de recursos y la oportunidad de terceros de invertir en infraestructura de distribución.
Estrategias (Crecimiento)	
27. Incrementar la capacidad y flexibilidad del sistema nacional de transporte de gas natural.	
28. Optimizar la logística y la capacidad de respaldo en la distribución de gas LP.	

Principales avances

Gas Natural

- El libramiento de Xalapa registró un avance físico acumulado de 63.2%. Debido a los constantes atrasos con la compañía encargada del proyecto (Condux, S.A. de C.V.), Pemex-Gas y Petroquímica Básica de manera unilateral firmó el acta de finiquito con el contratista.
- Se inició un nuevo proceso licitatorio para el libramiento y en octubre de 2011 se recibieron cinco propuestas de compañías interesadas.
- Sin embargo, con base en los resultados de la evaluación técnica, se declaró desierto este proceso. Atendiendo esta situación, se solicitaron cotizaciones para iniciar un proceso de adjudicación directa. El inicio de operación del libramiento está programado para el mes de octubre de 2012.


Gas licuado

- **Proyecto Poza Rica-Altiplano.** La primera etapa de este proyecto (Estación de Bombeo Santiago-IRGE^{1/} Atotonilco, Hgo.) inició operaciones en 2010. La segunda etapa (LPGducto Complejo Procesador de Gas Poza Rica-IRGE Atotonilco, Hgo.) está en proceso

de construcción y tiene un avance de 51%; el inicio de operaciones está programado para enero de 2013.

- **Terminal de recibo y distribución Abasolo.** Durante el desarrollo de los trabajos de ingeniería para la construcción de las esferas, se encontraron fallas en el terreno, por lo que se requirió realizar un estudio de tomografía del mismo. Esta circunstancia implicó la realización de un convenio de ampliación a dicho contrato, el cual terminó el 24 de diciembre del 2011. La Subdirección de Gas Licuado y Petroquímicos Básicos está elaborando las bases de licitación para la contratación de la construcción del proyecto.
- **Reubicación de la Terminal de Distribución de Gas Licuado en Zapopan.** En marzo de 2011, el Comité de Adquisiciones, Arrendamientos, Obra y Servicios (CAAOS) y el Consejo de Administración de Pemex-Gas y Petroquímica Básica, aprobaron que el contrato de servicios de almacenamiento y suministro de gas licuado en la zona urbana de Guadalajara, Jalisco, se adjudique a la empresa Gasoductos de Chihuahua. Actualmente, el contrato de servicio de almacenamiento y suministro se encuentra en proceso de sanción jurídica por la Oficina del Abogado General, y el de operación y mantenimiento está en revisión por las partes. La firma de ambos está programada para el 15 de febrero de 2012. Por su parte, Gasoductos de Chihuahua está gestionando el permiso y la tarifa correspondientes ante la Comisión Reguladora de Energía.

1/ IRGE. Instalación de Recepción, Guarda y Entrega.

Indicador	Real		Meta 2011
	2010	2011	
Capacidad adicional de transporte de gas, MMpcd	0	0	 48

Causas e implicaciones

Desviación respecto a la meta principalmente por los constantes atrasos con la compañía encargada del proyecto libramiento Xalapa.

Se inició un nuevo proceso licitatorio para el libramiento Xalapa. En octubre de 2011 se recibieron las propuestas. El proceso de la licitación se declaró desierto el 22 de noviembre de 2011.

Medida correctiva. Se están realizando las acciones para iniciar un proceso de adjudicación directa. Con ello, el inicio de operación de dicho libramiento se programó para octubre de 2012.

Reto 10 Satisfacción del cliente	Incrementar la satisfacción del cliente, dada la falta de consideración histórica de los clientes y del bajo conocimiento de las necesidades de los clientes.
Estrategias (Eficiencia) 33. Implantar un sistema de CRM ^{1/} en gas natural y firma de contratos de largo plazo en venta empaquetada de gas natural. 34. Adecuación de la comercialización de gas LP al nuevo marco regulatorio.	

^{1/} Customer Relationship Management.

Principales avances



- **Implantar un sistema *Customer Relationship Management*.** Se obtuvo un incremento en el resultado del indicador "Satisfacción de clientes de gas natural", en la encuesta al pasar de 73% en 2010 a 78% en 2011. Lo anterior debido a que se continuó con la mejora en la interacción con los clientes a través de los programas de visitas y pláticas, así como con la atención oportuna a las solicitudes de los clientes.

Adecuación de la comercialización de gas LP al nuevo marco regulatorio:

- En enero de 2011, la Comisión Reguladora de Energía, determinó la extinción de los permisos de almacenamiento para las instalaciones aledañas a los Centros Procesadores donde Pemex-Gas y Petroquímica Básica presta el servicio de entrega de gas LP a clientes y no de almacenamiento; como fue en Cactus, Poza Rica, Salina Cruz, Matapionche, Burgos y Ciudad Madero. De esta manera, la Comisión Reguladora de Energía realizará modificaciones a la Directiva de precios para que los costos de las citadas instalaciones se incluyan dentro del mecanismo de precios de venta de primera mano.
- Derivado de la Directiva y el reglamento, Pemex-Gas y Petroquímica Básica debe facturar de forma desagregada el precio del gas LP objeto de venta de primera mano, el costo de transporte y almacenamiento; para poder cumplir, era necesario modificar el contrato vigente, por lo que Pemex-Gas y Petroquímica Básica presentó a la Comisión Reguladora de Energía el Convenio Modificadorio, el cual fue aprobado en junio de 2011. El 6 de octubre, la Comisión establece que se aplicará la factura desagregada cuando se firmen todos los convenios o entren Términos y Condiciones, lo que ocurra primero. En este sentido, el organismo ha firmado con 165 clientes a crédito de un total de 306 (54% de avance).
- En julio de 2011, la Comisión Reguladora de Energía aprobó y expidió las condiciones generales para la prestación del servicio correspondiente al permiso de almacenamiento de gas licuado de petróleo mediante las plantas de suministro de Topolobampo y Rosarito. La versión aprobada se encuentra en revisión por parte de Pemex-Gas y Petroquímica Básica, ya que la Comisión dio un plazo de nueve meses para presentar la propuesta de

modificaciones que se adecuen a la operación efectiva en la prestación del servicio de almacenamiento.

- El nuevo proyecto de Términos y Condiciones Generales de Venta de Primera Mano de Gas Licuado de Petróleo, acordado al interior de Pemex-Gas y Petroquímica Básica, fue entregado el 24 de octubre de 2011 a la Comisión Reguladora de Energía para su revisión y aprobación.

Indicador	Real		Meta 2011
	2010	2011	
Satisfacción de clientes de gas natural, %	 73	78	 82.2

Causas e implicaciones

La desviación de 4.2 puntos porcentuales respecto a la meta se debe fundamentalmente al efecto de la coyuntura derivada de la aplicación del régimen permanente de ventas de primera mano.

Medida correctiva. Durante 2012 se programarán foros con los clientes consumidores de gas natural, para atender sus inquietudes y explicar a detalle los mecanismos que aplicará el Organismo para cumplir con los requerimientos de ventas de primera mano definidos por la autoridad regulatoria.





PEMEX-PETROQUÍMICA

Reto 4 Desempeño Operativo	Alcanzar un desempeño operativo de clase mundial, atendiendo el rezago en mantenimiento y dando mayor énfasis a la disciplina operativa y uso de mejores prácticas.
Estrategias (Eficiencia)	
13. Implantar un programa para alcanzar la excelencia operativa en Pemex-Petroquímica.	

Principales avances

- Durante el periodo enero-diciembre de 2011, se cumplió con los programas de mantenimiento y reparación de plantas, así como con la ejecución del Plan de Confiabilidad Operativa, cuyo principal resultado fue el cumplimiento del 95% de las 22 reparaciones de plantas programadas en este periodo (21 realizadas y una diferida para el 2012). Adicionalmente, se lograron atender 802 observaciones de las señaladas por la Comisión Local Mixta de Seguridad e Higiene en sus diversas modalidades.

- Para los proyectos de eficientización de los *crackers* de etileno en los Complejos Petroquímicos Morelos y Cangrejera, se retrasó su ejecución debido a que este año no se contó con suficiencia presupuestal. Cabe destacar que para el 2012 sí se contará con los recursos necesarios para llevar a cabo las obras. Por otro lado, se recibió propuesta actualizada del tecnólogo para desarrollar el estudio de modernización y se tienen actualizadas las justificaciones de asignación directa y modelos económicos para presentación al Comité de Adquisiciones, Arrendamientos, Obra y Servicios (CAAOS) para su aprobación y posterior contratación.
- Para los proyectos de cogeneración en los Complejos Petroquímicos Morelos y Cangrejera, se concluyó y aprobó la documentación del FEL II. La estrategia de ejecución de este proyecto está pendiente debido a que no se le asignó presupuesto para 2012 derivado del ajuste presupuestal, por lo que se está buscando la posibilidad de financiamiento a través de un tercero.

Indicador	Real		Meta 2011
	2010	2011	
Factor de insumo etano-etileno, t/t	 1.33	1.32	 1.31
Utilización de la capacidad instalada en operación, %	 81.8	79.4	 90

Causas e implicaciones



Desviación respecto de las metas principalmente por la decisión de negocio de reducir la producción de componentes para gasolina con el objetivo de mejorar los resultados económicos de Pemex-Petroquímica. Aunado a esto, la desviación se debió a los problemas con el abasto de etano durante septiembre y octubre, por la declaración de fuerza mayor en el Complejo Procesador de Gas de Cactus.

Explicación de la imposibilidad de cumplimiento. Los niveles de producción estarán dados por las condiciones de mercado, para promover el cumplimiento del mandato de creación de valor de Petróleos Mexicanos.

Reto 7 Producción Petroquímicos	Incrementar la rentabilidad de los procesos petroquímicos dada la baja disponibilidad de recursos y el rezago tecnológico existente.
Estrategias (Crecimiento)	
24. Rehabilitar las plantas de Amoniaco de Cosoleacaque para atender los requerimientos de la reforma energética.	
25. Implementar mejoras tecnológicas en reformadora de la planta de Aromáticos de Cangrejera.	

Principales avances

- Para la rehabilitación de la planta V de amoniaco, se continúa con la contratación de personal técnico y manual para elaborar el paquete técnico para concurso de adquisiciones y contratos de servicio. Se rehabilitan equipos, instrumentación y sistemas de control, circuitos eléctricos y líneas de proceso por parte de la administración.
- Los avances de la planta reformadora de naftas CCR Platforming, con sección de regeneración continua en el Complejo Petroquímico Cangrejera, son los siguientes:
 - **Procura.** Se continúa con la procura de los últimos equipos menores. Avance general de procura 98.50%.
 - **Ingeniería.** Se presenta avance del 94.90%.
 - **Construcción.** Se presenta avance del 82.47%. Se inicia la pavimentación de las vialidades dentro de la planta, se continúan con los trabajos de construcción del puente No. 2. en el rack principal y rack sur.
 - **Financiero.** Programa/Real: 90.57/79.25%.
 - **Físico.** Programa/Real: 98.97/92.70%.
 - Se formalizó el convenio modificadorio al contrato POPL01509P, con el cual se reprograma la fecha de inicio de operaciones de la planta CCR Platforming para el mes de abril de 2012.

Indicador	Real		Meta 2011
	2010	2011	
Producción neta de petroquímicos, Mt	 4,374	3,826	 4,588

Causas e implicaciones



Desviación respecto de las metas principalmente por la decisión de negocio de reducir la producción de componentes para gasolina con el objetivo de mejorar los resultados económicos de Pemex-Petroquímica. Aunado a esto, la desviación se debió a los problemas con el abasto de etano durante septiembre y octubre, por la declaración de fuerza mayor en el Complejo Procesador de Gas de Cactus.

Explicación de la imposibilidad de cumplimiento. Los niveles de producción estarán dados por las condiciones de mercado, para promover el cumplimiento del mandato de creación de valor de Petróleos Mexicanos.

Reto 10 Satisfacción del cliente	Incrementar la satisfacción del cliente, dada la falta de consideración histórica de los clientes y del bajo conocimiento de las necesidades de los clientes.
Estrategias (Eficiencia)	
32. Modernizar el proceso comercial de Pemex-Petroquímica.	

Principales avances

- **Infraestructura logística para la flexibilidad en el manejo de la nafta importada como carga a la HDS en el Complejo Petroquímico (CP) de Cangrejera:**
 - Se realizan los trabajos para el desarrollo de ingeniería para acondicionamiento de equipos y circuitos de tubería para recibo de naftas de importación en el CP Cangrejera. Pendiente la liberación de presupuesto en adecuado I 2012 para proceder con las gestiones de adquisición de equipo.
 - El tanque TV-103 ya está en operación para recibo y envío de naftas de importación a la planta HDS. Este tanque, junto con el TV-140 y TV-145, dan una capacidad de almacenamiento de 320,000 barriles para nafta importada en CP Cangrejera.
- **Optimización del transporte marítimo de Amoniaco.** Para cubrir los requerimientos de Amoniaco de la temporada del ciclo agrícola de 2011, Pemex-Petroquímica envió para dictamen de los vocales del Comité de Adquisiciones, Arrendamientos, Obra y Servicios de Petróleos Mexicanos, la solicitud de pedido que ampara el "Servicio de Fletamento para el Transporte de Amoniaco Anhidro", por el procedimiento de adjudicación directa, con fundamento legal en el artículo 57, último párrafo de la Ley de Petróleos Mexicanos, 51 de su reglamento y 41 fracción III de la Ley de Adquisiciones, Arrendamientos y Servicios del Sector Público.
- **Infraestructura logística integral para el almacenamiento, acceso ferroviario y movimiento de productos petroquímicos.** El proyecto está priorizado y cuenta con presupuesto asignado. Se está realizando la gestión de contratación para realizar el estudio de ingeniería, programado del periodo abril a julio de 2012. La licitación de la obra se realizará de septiembre a noviembre de 2012, y se dará el anticipo de obra en diciembre de 2012.

Indicador	Real		Meta 2011
	2010	2011	
Producto en especificación, (Pemex-Petroquímica) % ^{1/}	 99.68	98.96	 99.70

1/ En acuerdo con el área responsable y con la actualización de la estrategia comercial, para dar seguimiento a esta estrategia se cambió el concepto del indicador, pasando del porcentaje de satisfacción de clientes de Pemex-Petroquímica al de producto en especificación.

DIRECCIÓN CORPORATIVA DE OPERACIONES / ORGANISMOS SUBSIDIARIOS

Reto 11 Operación segura, confiable, rentable y sustentable	Garantizar la operación segura, confiable, rentable y sustentable de las operaciones, dado el incompleto proceso de estandarización, sistematización y aplicación de las mejores prácticas operativas y la necesidad de fortalecer la gestión ambiental de las inversiones y la aceptación social para operar.
Estrategias (Responsabilidad Corporativa)	
35. Consolidación y mejora continua del SSPA. ^{1/}	
36. Implantar la Estrategia de Desarrollo Sustentable y Protección Ambiental.	

1/ Seguridad, Salud y Protección Ambiental.

Principales avances





Consolidación y mejora continua del SSPA

- Derivado del incremento de accidentes en Petróleos Mexicanos el Equipo de Liderazgo Directivo de SSPA aceleró la implantación del Sistema PEMEX-SSPA mediante: soluciones técnicas para la aplicación inmediata de líneas de acción del SSPA; talleres prácticos en elementos críticos del SSPA; asesoría en herramientas de respuesta rápida y capacitación en temas críticos de SSPA.
- La realización de un segundo ciclo de implantación disciplinada del Sistema de Administración de SSPA en Petróleos Mexicanos, a través de:
 - Aplicación disciplinada de las líneas de acción de la estrategia en SSPA; incorporación del Sindicato de Trabajadores Petroleros de la República Mexicana (STPRM) en Equipos de Liderazgo; capacitación en SSPA obligatoria; estricto cumplimiento de Disciplina Operativa (DO) a nivel gerencial, mandos medios y personal manual.
 - Acelerar implantación de elementos clave Administración Segura de los Procesos (ASP-CO) y atender recomendaciones de visitas de asesoría; participación en campo de toda la línea de mando para verificar la aplicación del SSPA; campaña permanente de *CERO TOLERANCIA* en actos inseguros, violación a permisos de trabajo, procedimientos críticos y Administración de Seguridad en el Trabajo (AST).

- Programa para revertir temas críticos de CULTURA en SSPA; mecanismo de reconocimientos y sanciones y reforzar la formación de profesionales de SSPA y auditorías por terceros.

Implantar la Estrategia de Desarrollo Sustentable y Protección Ambiental

- Se llevaron a cabo sesiones de trabajo en torno a los temas prioritarios de la Agenda Estratégica de Responsabilidad Social de Petróleos Mexicanos en coordinación con el Grupo de Participación Ciudadana, habiéndose acordado conformar dicha agenda con 10 criterios prioritarios del *Sustainable Asset Management* (SAM).
- Con relación a la cartera de proyectos de mitigación de gases de efecto invernadero, a la fecha se cuenta con la cartera de los organismos subsidiarios industriales.
- Durante 2011 la tendencia de emisiones de CO₂ se mantuvo a la baja presentando una reducción anual de 11.2% respecto a 2010.

Indicador	Real		Meta 2011
	2010	2011	
Índice de frecuencia de accidentes, índice	 0.42	0.54	 0.38
Emisiones de CO ₂ , MMton/mes	 3.79	3.36	 3.60

Causas e implicaciones

La desviación respecto a la meta se debe principalmente a los accidentes ocurridos en Pemex-Refinación, específicamente en las refinерías de Tula, Madero y Minatitlán, donde se concentra el 82% de los accidentes de la Subdirección de Producción de Pemex-Refinación.

Medida correctiva. Para poder revertir esta tendencia, a partir de noviembre del 2011 se ha instrumentado un programa de reforzamiento en las seis refinерías, asesorando y capacitando a la línea de mando, en la utilización de herramientas de respuesta rápida del sistema para la prevención de accidentes.

Reto 11 Operación segura, confiable, rentable y sustentable	Garantizar la operación segura, confiable, rentable y sustentable de las operaciones, dado el incompleto proceso de estandarización, sistematización y aplicación de las mejores prácticas operativas y la necesidad de fortalecer la gestión ambiental de las inversiones y la aceptación social para operar.
Estrategias (Eficiencia)	
37. Implantar el sistema PEMEX-Confiable.	
38. Implantar el sistema PEMEX-Rentabilidad.	

Principales avances

- **Sistema PEMEX–Confiabilidad.** Se continuó con el fortalecimiento del proceso de Rendición de Cuentas: a nivel de Dirección se llevaron a cabo seis, las cuales se efectuaron en las reuniones del Equipo de Liderazgo Directivo de SSPA y Confiabilidad, en Pemex-Exploración y Producción se efectuaron 22 y en Pemex-Refinación 12.

Los resultados obtenidos en las instalaciones industriales de Petróleos Mexicanos de la implantación de PEMEX-Confiabilidad medido a través del Índice de Paros no Programados (IPNP*) comparando 2010 con 2011 fue de: Pemex-Gas y Petroquímica Básica mejoró de 2.2% a 0.8%, Pemex-Refinación retrocedió de 9.6% a 13.8%, Pemex-Petroquímica retrocedió de 4.0% a 4.7%, Pemex-Exploración y Producción mejoró de 6.7% a 5.3%; para este caso la medición es a nivel equipo crítico. Por pérdida de función, mejoró con un valor de 1.96% a 0.85%.

- **Sistema PEMEX-Rentabilidad.** Se desarrolló el programa para mejorar la situación financiera de Petróleos Mexicanos; se implementaron mecanismos de control y seguimiento de las iniciativas (torre de control). Algunas de las iniciativas ya se han incluido en la última revisión del Plan de Negocios; las iniciativas serán actualizadas con base en el cierre de 2011.

(IPNP*) Calculado con base a fallas originadas por mantenimiento, operación, retrasos en reparaciones, servicios principales, alta de carga, y causas externas.

Notas:

Para la estrategia de PEMEX Confiabilidad se incorporaron los indicadores de Paros no programados en la versión del Plan de Negocios 2012-2016.

No se definió indicador de resultado para esta estrategia, su ejecución se monitorea a través del avance de sus proyectos.


<p>Reto 12 Ejecución de proyectos</p>	<p>Ejecutar los proyectos de infraestructura dentro del tiempo, costo y alcance planeados, considerando el mal desempeño histórico y las implicaciones del periodo de transición organizacional del área de proyectos que se vive actualmente.</p>
<p>Estrategias (Eficiencia)</p> <p>40. Implantar el Sistema Institucional de Desarrollo de Proyectos (SIDP).</p>	

Principales avances

- Continúa la difusión y capacitación a nivel institucional del Sistema Institucional de Desarrollo de Proyectos (SIDP).
- En atención al proceso de mejora continua del sistema, se desarrollaron los trabajos para emitir la tercera versión del Manual del SIDP. Dicha versión se encuentra en proceso de autorización por el Grupo de Liderazgo del SIDP.

- Como parte del proceso de implantación del SIDP, actualmente se desarrollan los trabajos para la definición de los procesos, listados de entregables y anexos metodológicos para la incorporación de los proyectos de mantenimiento, seguridad, salud y protección ambiental.
- Durante el ejercicio 2011, se atendieron dentro del marco de desarrollo de la metodología establecida en el SIDP, respectivo a la fase de diseño y acreditación (planeación), once proyectos de Pemex-Refinación (PR), cuatro proyectos de Pemex-Gas y Petroquímica Básica (PGPB) y dos proyectos de Pemex-Petroquímica (PPQ); siendo los siguientes:
 - Nuevo tren de refinación con aprovechamiento de residuales en Tula, Hidalgo, PR;
 - Implementación del sistema SCADA en 47 sistemas de transporte por ducto de PR;
 - Conversión de residuales, Salamanca, PR;
 - Calidad de combustibles fase diesel, Cadereyta, PR;
 - Instalación de válvulas deslizantes para los tambores de la coquizadora, Refinería Cadereyta, PR;
 - Modernización de la planta catalítica N°1, Refinería Cadereyta, PR;
 - Terminal de almacenamiento y reparto (TAR), Tapachula, PR;
 - Construcción de muelle La Paz, PR;
 - Modernización de compresor, fraccionamiento, recuperadora de vapores y tratamientos en FCC del proyecto integral tren energético, Refinería Minatitlán, PR;
 - Proyecto integral optimización de la reconfiguración, Refinería Madero (válvulas deslizantes), PR;
 - Caldera y turbogenerador con capacidad de 45 MW, Refinería Minatitlán, PR;
 - Obras asociadas a Etileno XXI, PGPB;
 - Estación de compresión Omealca, PGPB;
 - Terminal de distribución de gas LP, Guadalajara, PGPB;
 - Estación de compresión El Golfo, PGPB;
 - Cogeneración CPQ Cangrejera, PPQ;
 - Cogeneración CPQ Morelos, PPQ.
- Durante el ejercicio 2011, dos proyectos de Pemex-Refinación han acreditado la etapa FEL III y se encuentran en la fase de ejecución, dos proyectos han acreditado la etapa FEL II y uno se encuentra en proceso de acreditación de la etapa FEL III; asimismo, un proyecto de Pemex- Gas y Petroquímica Básica ha acreditado la etapa FEL I y dos proyectos de Pemex-Petroquímica han acreditado la etapa FEL II. Siendo los siguientes:
 - Nuevo tren de refinación con aprovechamiento de residuales en Tula, Hidalgo, PR;
 - Implementación del sistema SCADA en 47 sistemas de transporte por ducto de Pemex-Refinación, PR;
 - Conversión de residuales, Salamanca, PR;
 - Calidad de combustibles fase diesel, Cadereyta, PR;
 - Terminal de almacenamiento y reparto (TAR), Tapachula, PR;
 - Obras asociadas a etileno XXI, PGPB;

- Cogeneración CPQ Cangrejera, PPQ;
- Cogeneración CPQ Morelos, PPQ.

Indicador	Real		Meta 2011
	2010	2011	
Proyectos ejecutados siguiendo el SIDP, %	100	100	 100

Reto 13 Proveeduría	Incrementar la generación de valor a través de la procura y la eficiencia de los procesos de proveeduría, dado el desaprovechamiento de la capacidad de compra y la limitada relación con proveedores y contratistas.
Estrategias (Modernización de la gestión)	
41. Diseñar e implantar un modelo de negocio único integral de suministros.	

Principales avances

La implementación del modelo de negocios único integral de suministros registró un avance de 9% para 2011, por debajo de la meta esperada de 19%, debido a la falta de oportunidad de presupuesto y limitado capital humano. Para llevar a cabo esta estrategia de acuerdo con su programa, se requiere, entre otros aspectos, de la asignación de disponibilidad presupuestal oportunamente, así como de la integración de los diferentes equipos de proyecto de las iniciativas del negocio, e incrementar las competencias del capital humano. Aspectos considerados para el desarrollo de la estrategia.

- **Marco Normativo.** Se autorizaron las modificaciones al Estatuto Orgánico. Concluyó el ejercicio de actualización 2010 sobre las propuestas de mejora al marco normativo de las Políticas, bases y lineamientos (POBALINES). Concluyó la integración de aspectos del negocio sobre las propuestas de mejora al marco normativo de las Disposiciones Administrativas de Contratación.
- **Proceso de Negocio y TI.** Arrancó el desarrollo de la Solución de Negocio para el Proceso de Suministros. Fase I, planeación y preparación del proyecto: plan del proyecto, metodología y herramientas, entretenimiento inicial del equipo del proyecto (*WorkShops*), administración del cambio.
- **Abastecimiento Estratégico.** Contratos Preparatorios Nacionales: se tiene un 70% de avance en la concertación con EagleBurgmann, en alcance con Pemex-Refinación; 25% en la concertación con CERREY y 50% en el cambio del esquema de descuentos por volumen. Formalización del primer contrato marco de la Administración Pública Federal de este volumen y características, logrando Petróleos Mexicanos incorporar innovaciones al procedimiento para hacerlo más ágil y efectivo.

- **Gobernabilidad.** Se han realizado 23 talleres para maximizar el aprovechamiento del Régimen Específico de Contratación (REC). Se trabaja en la revisión de los indicadores ya existentes y se diseñan nuevos que reflejen el desempeño de la función en la organización, en términos de generación de valor y transparencia. Se trabaja en el planteamiento de un esquema de reporte matricial.

Contenido Nacional

- El indicador de contenido nacional estimado para 2008-2010 fue de 38.7%, superior al 35.6% estimado para 2007-2009.
- Se incluyen anexos de contenido nacional en los procedimientos de contratación de adquisiciones de bienes, en los que se indica a los proveedores cómo deben calcular, acreditar bienes nacionales y declarar el grado de integración nacional de los bienes que entregan.
- Se publica en la página de internet de Petróleos Mexicanos el pronóstico de demanda de bienes y servicios para el periodo 2011-2015. Con esta herramienta se identifican los recursos críticos en los cuales se enfocará la estrategia de desarrollo de proveedores y contratistas, y permitirá a la industria nacional realizar una planeación a mediano plazo.
- Se contrataron 18,331 millones de pesos a MIPYMES, monto 46% superior a la meta (12,550 millones de pesos) establecida por el Gobierno Federal.
- A través del Fideicomiso para el Desarrollo de Proveedores y Contratistas Nacionales se dieron créditos por 2,028 millones de pesos, monto 33.4% por arriba de lo otorgado en 2010. Se aprobó el diagnóstico de tres proyectos de desarrollo que traerán consigo un impacto en más de 100 proveedores y contratistas de Petróleos Mexicanos.

Indicador	Real		Meta 2011
	2010	2011	
Contenido Nacional, % ^{1/}	38.7	N.D.	36.1

El valor reportado es calculado de manera trianual, de esta manera el valor de 2010 corresponde al periodo 2008-2010.

N.D. No disponible, se espera tener el cierre 2011 el 30 de abril de 2012.

Reto 16 Gobernabilidad	Instaurar mecanismos de gobernabilidad para operar de forma efectiva, ágil y eficiente, dada la autonomía de las líneas de negocio y la falta de rendición de cuentas de las mismas.
Estrategias (Modernización de la gestión)	
44. Implantar el reporte matricial y la rendición de cuentas al Corporativo.	

Principales avances

- Con base en las lecciones aprendidas del ciclo de planeación 2010–2011 para la integración del Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios 2012–2016, se establecieron mejoras a implantar en los mecanismos de coordinación y control, los cuales ya se incorporaron al ciclo de planeación 2011–2012 que se arrancó en diciembre.
- Concluyó la elaboración del documento “Manual Institucional de Planeación”, el cual se encuentra en proceso de autorización.
- Se elaboró una propuesta de la definición de roles y responsabilidades entre el Corporativo y los Organismos Subsidiarios con respecto a las funciones de planeación en la Organización.

Notas:

Dentro del Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios 2012-2016 aprobado por el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos el 5 de julio de 2011, se elimina esta estrategia por estar inmersa en la gestión del mismo Plan.

No se definió indicador de resultado para esta estrategia, su ejecución se monitorea a través del avance de sus proyectos.

Reto 17 Tecnología	Apoyar el crecimiento y mejora del negocio mediante la tecnología, partiendo de los rezagos existentes.
Estrategias (Modernización de la gestión)	
45. Implantar un Programa Estratégico Tecnológico (PET).	
46. Implantar un Sistema de Administración del Conocimiento (SAC).	

Principales avances

PET: A partir de la aprobación por el Consejo de Administración mediante acuerdo CA-057/2011 del 3 de junio, la Dirección Corporativa de Operaciones coordinó con Pemex-Exploración y Producción los trabajos de la Fase II del PET mismos que consistieron en:

- Identificar las alternativas de solución a las necesidades tecnológicas prioritarias incluidas en el PET.
- Elaboración de Mapas Tecnológicos y de Ruta de los proyectos prioritarios:
 - **Exploración:** Área de Perdido, Campeche Oriente, Comalcalco y Crudo Ligero Marino.
 - **Explotación:** Ku-Maloob-Zaap, Crudo Ligero Marino, Delta del Grijalva.
- A partir de estos trabajos Pemex-Exploración y Producción elabora un manual y lineamientos para la integración de los mapas de ruta para el resto de sus proyectos.

SAC: Continúan los trabajos para la implantación del Sistema de Administración del Conocimiento Tecnológico (SACT) de la siguiente forma:

- Continúa la elaboración del Caso de Negocio para el desarrollo del prototipo de Pemex-Refinación. El Cuerpo de Gobierno de Tecnologías de Información acordó proporcionar la infraestructura para el SACT (se cuenta con el apoyo del área de Tecnologías de Información de la DCTIPN).
- Debido a la reestructura de Pemex-Exploración y Producción, se suspendió la contratación del Instituto Mexicano del Petróleo para apoyar en la implantación del SACT. Se espera continuar en el primer semestre de 2012.
- Se iniciaron las pláticas con la Gerencia de Administración de Conocimiento de Pemex-Exploración y Producción para la implantación del SACT en todo el organismo subsidiario.

Nota. No se definió indicador de resultado para esta estrategia, su ejecución se monitorea a través del avance de sus proyectos.

Reto 22 Ejecución del Plan de Negocios	Ejecutar exitosamente el Plan de Negocios para alcanzar la visión de Petróleos Mexicanos.
Estrategias (Modernización de la gestión)	
51. Implantar el Sistema de Gestión de la Estrategia.	

Principales avances

- Para dar cumplimiento al artículo 87 del reglamento de la Ley de Petróleos Mexicanos, se presentaron en las sesiones ordinarias del Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos los avances en el cumplimiento de las metas del Plan de Negocios 2010 y 2011.
- Se aprobó el Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios 2012-2016 por el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos el 5 de julio de 2011.
- Se trabaja en la elaboración del Programa de Ejecución de la Estrategia establecido como acuerdo en sesión de Consejo de Administración de cada Organismo Subsidiario.
- Se han llevado a cabo presentaciones y sesiones de trabajo en diferentes áreas de Petróleos Mexicanos, para dar a conocer el Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios 2012-2016, lo anterior como parte del programa de comunicación del Sistema de Gestión de la Estrategia (SGE).
- Se trabaja en la segunda etapa de la alineación de los objetivos en el Sistema Institucional de Evaluación del Desempeño Individual, con los objetivos, estrategias e indicadores del Plan.
- Se ha encaminado la asignación presupuestal de 2012, de acuerdo con los requerimientos de las estrategias y proyectos del Plan de Negocios.

Notas:

Dentro del Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios 2012-2016 aprobado por el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos el 5 de julio de 2011, se elimina esta estrategia por estar inmersa en la gestión del mismo Plan.

No se definió indicador de resultado para esta estrategia, su ejecución se monitorea a través del avance de sus proyectos.

DIRECCIÓN CORPORATIVA DE ADMINISTRACIÓN / ORGANISMOS SUBSIDIARIOS

Reto 11 Operación segura, confiable, rentable y sustentable	Garantizar la operación, segura, confiable, rentable y sustentable de las operaciones, dado el incompleto proceso de estandarización, sistematización y aplicación de las mejores prácticas operativas y la necesidad de fortalecer la gestión ambiental de las inversiones y la aceptación social para operar.
Estrategias (Eficiencia) 39. Implantar un programa de desincorporación de activos.	

Principales avances

- La enajenación de bienes muebles por un monto de 315.24 millones de pesos, representó el 52.4% de lo proyectado para el cierre de 2011 (601.51 millones de pesos). La variación se debió fundamentalmente a que no se generaron 18,000 toneladas de desechos, que no estuvieron disponibles para su enajenación, tres buques tanque y siete plantas para dismantelar.
- En 2011 se vendieron cinco buques tanque, 43,823 toneladas de desechos ferrosos y no ferrosos, 1,153 unidades vehiculares incluyendo equipos de carga y construcción y 1.2 millones de unidades de bienes diversos, lo que permitió la limpieza de patios y ahorros en los gastos de administración y mantenimiento.
- En materia de inmuebles, la variación en los resultados previstos (2% alcanzado de la proyección de 10.35 millones de pesos), corresponde a que la actividad inmobiliaria en las zonas de Tabasco, Chiapas y Veracruz ha sido limitada, debido entre otras situaciones, a las contingencias climáticas observadas por los potenciales interesados, así como al hecho de que varias de las propiedades son inmuebles alejados del centro de población, construidos para proyectos industriales que fueron cancelados, sin posibilidad de servicios.

Notas:

Dentro del Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios 2012-2016 aprobado por el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos el 5 de julio de 2011, se incluye esta estrategia en las actividades del Sistema de Gestión por Procesos.



No se definió indicador de resultado para esta estrategia, su ejecución se monitorea a través del avance de sus proyectos.

Reto 14 Recursos Humanos	Contar con el personal necesario y adecuado para ejecutar el Plan de Negocios, dada la inminente pérdida de personal valioso y la oportunidad de modernizar las relaciones laborales.
Estrategias (Modernización de la gestión) 42. Implantar la estrategia de recursos humanos.	

Principales avances

- En octubre de 2011 se aplicó la encuesta de clima y cultura organizacional de la Administración Pública Federal y se actualizó el Código de Conducta de Petróleos Mexicanos en función de la visión y valores del Plan de Negocios, para su publicación en el 2012.
- Se creó la organización estructurada del Corporativo para el modelo SSPA.
- Concluyó satisfactoriamente la revisión del Contrato Colectivo de Trabajo, para lo cual se revisaron 83 cláusulas, se acordaron 17 anexos y se generaron 41 acuerdos.
- Se formalizaron y aplicaron todas las estructuras básicas aprobadas por los Consejos de Administración de Petróleos Mexicanos y de los Organismos Subsidiarios, entre lo que destaca:
 - En la Dirección Corporativa de Operaciones se concluyó el diseño de la microestructura, se autorizó y aplicó.
 - Se creó la Dirección Corporativa de Tecnología de Información y Procesos de Negocio, se concluyó y autorizó la microestructura y se encuentra en etapa de aplicación.
 - El Consejo de Administración de Pemex-Exploración y Producción, en su sesión ordinaria No. 141 realizada el 18 de agosto/2011, autorizó ajustes a su macro estructura, para lo cual se concluyó en su fase preliminar la acreditación de la microestructura de las 15 Subdirecciones y 79 Gerencias.
 - La micro estructura de la Subdirección de Proyectos de Pemex-Refinación, fue definida y aplicada mediante acuerdos autorizados por el Director General del Organismo y el Director Corporativo de Administración respectivamente.
 - Se autorizó la modificación a la estructura orgánica ocupacional del personal de confianza de las Subdirecciones de Gas Natural; de Gas Licuado y Petroquímicos Básicos y de Ductos de Pemex-Gas y Petroquímica Básica.
 - En Pemex-Petroquímica se llevó a cabo la adecuación organizacional del Órgano Interno de Control y se autorizó la reorganizaron la Subdirección Comercial, así como de la Gerencia de Administración y Servicios.

- Se desarrolló y presentó al Comité de Remuneraciones el modelo de compensación variable para personal de mando, así como la propuesta de regularización del Tabulador de Mando, para su concertación por separado ante la Secretaria de Hacienda y Crédito Público, la Secretaría de la Función Pública y la Secretaria de Economía.
- En diciembre de 2011 dio inicio la aplicación de la compensación variable a personal de confianza de nivel 41 e inferior, otorgándoles un bono de desempeño con base en los resultados obtenidos en las evaluaciones de desempeño individual.
- Se alcanzó la meta de actualización de Reglamentos de Labores en su 4ª. etapa con lo que se cuenta ya con 510, quedando para la última etapa en 2012, los 100 restantes y alrededor de 180 reglamentos para categorías en el mar, para aprobación del Sindicato de Trabajadores Petroleros de la República Mexicana.
- Para el Programa de Desarrollo de Ejecutivos, se impartieron 21 talleres para Formación de Líderes con la participación de 100 funcionarios y ocho talleres de Efectividad Gerencial donde participaron 107 funcionarios que representan cerca del 50% del total de funcionarios; adicionalmente participaron respectivamente en estos talleres 17 y 31 trabajadores de nivel 41 e inferior.
- Se puso en operación la Solución Institucional de Recursos Humanos y Nómina en el Corporativo y en Pemex-Gas y Petroquímica Básica.

Indicador	Real		Meta 2011
	2010	2011	
Porcentaje de personal con nivel de desempeño mayor al promedio % ^{1/}	 37.47	42.4	 55

1/ De acuerdo con el área correspondiente 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.

Causas e implicaciones

La desviación respecto a la meta se debe principalmente al rediseño y consolidación que se está realizando del Sistema Institucional de Administración del Desempeño Individual (SIADI).

Medida correctiva. Se implementó la primera etapa del nuevo modelo de recursos humanos para funcionarios de nivel 44 y superior y está en proceso la segunda fase con la implantación para los niveles 30 al 44.

DIRECCIÓN CORPORATIVA DE FINANZAS / ORGANISMOS SUBSIDIARIOS

Reto 18 Pasivo Laboral	Contener el pasivo laboral dado el régimen actual de pensiones en Petróleos Mexicanos.
Estrategias (Modernización de la gestión) 47. Evaluar modificaciones al régimen actual de pensiones.	

Principales avances

- Se realizaron, aproximadamente, 30 escenarios para identificar el valor y los ahorros evaluando el efecto del costo o ahorro marginal de posibles modificaciones al esquema actual de pensiones de Petróleos Mexicanos, tanto en términos de la estructura pensionaria general como en los parámetros del esquema actual.
- Durante el último año Pemex trabajó en el análisis de la problemática del Pasivo Laboral.
- Los cálculos actuariales se revisaron y actualizaron con datos al 31 de Diciembre del 2010.
- Se realizaron reuniones con el Secretario de Energía, los subsecretarios de Ingresos y del Ramo de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, el Subsecretario de Hidrocarburos, los directores corporativos de Finanzas y de Administración de Petróleos Mexicanos y el Director General de Petróleos Mexicanos.

Notas:

Dado que los resultados de esta estrategia no dependen únicamente de las acciones de Petróleos Mexicanos se acordó eliminarla del Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios 2012-2016 aprobado por el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos el 5 de julio de 2011. Sin embargo, se incluye con carácter informativo.

No se definió indicador de resultado para esta estrategia, su ejecución se monitorea a través del avance de sus proyectos.

Reto 20 Precios de mercado	Ajustar los mecanismos de precios para que reflejen adecuadamente las señales de mercado y permitan planear las operaciones y las inversiones de forma adecuada y evitar pérdidas.
Estrategias (Modernización de la gestión) 49. Proponer nuevos mecanismos de precios ante la Secretaría de Hacienda y Crédito Público.	

Principales avances

- Se emitió el documento “Oportunidades de ingresos de Petróleos Mexicanos por el reconocimiento de costos de oportunidad y costos reales en los mecanismos de Precios”, el cual aborda la problemática de gasolinas, diesel y turbosinas.

- Se presentó un informe al Comité de Precios sobre las gestiones realizadas para la recuperación, vía fiscal, del impacto económico negativo asociado al mecanismo de precio del gas licuado.
- Se iniciaron sesiones de trabajo y discusión con la Secretaría de Hacienda y Crédito Público.

Notas:

Dado que los resultados de esta estrategia no dependen únicamente de las acciones de Petróleos Mexicanos se acordó eliminarla del Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios 2012-2016 aprobado por el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos el 5 de julio de 2011. Sin embargo, se incluye con carácter informativo.

Dada la naturaleza de la estrategia no cuenta con un indicador de resultado, su ejecución se monitorea a través del avance de sus proyectos.

Reto 21 Régimen Fiscal	Buscar ajustes al régimen fiscal para incrementar la disponibilidad de recursos de la empresa, dada la alta dependencia del Gobierno Federal de los recursos de Petróleos Mexicanos.
Estrategias (Modernización de la gestión) 50. Analizar y proponer alternativas para ajustar el régimen fiscal.	

Principales avances

- Se concluyó el análisis de la situación actual e impacto del régimen fiscal en los resultados de Pemex-Exploración y Producción.
- Se concluyó el comparativo conceptual de los regímenes fiscales en distintos países con campos de características similares a los mexicanos.

Notas:

Dado que los resultados de esta estrategia no dependen únicamente de las acciones de Petróleos Mexicanos se acordó eliminarla del Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios 2012-2016 aprobado por el Consejo de Administración de PEMEX el 5 de julio de 2011. Sin embargo, se incluye con carácter informativo.

No se definió indicador de resultado para esta estrategia, su ejecución se monitorea a través del avance de sus proyectos.

Reto 23 Costo de la deuda	Identificar y aprovechar las oportunidades que pudieran surgir en los mercados financieros para reducir el costo de la deuda y mantener un nivel de endeudamiento manejable.
Estrategias (Modernización de la gestión) 52. Emitir bonos ciudadanos para diversificar las fuentes de financiamiento e incrementar la transparencia en el manejo de la empresa. 53. Estructura de deuda diversificada. 54. Sistema de incentivos.	

Principales avances

- **Bonos Ciudadanos.** Se está analizando emitir un instrumento con dos componentes, un piso garantizado ligado a Cetes más un rendimiento variable ligado al desempeño de PEMEX.

PEMEX y la SHCP han continuado los trabajos para la definición del programa de emisión de bonos ciudadanos, que incluye la estructuración y diseño del producto, el desarrollo del modelo operativo para su distribución, la estrategia de comunicación y el programa de colocación.

Derivado de las características de estos bonos, la fecha de su emisión dependerá de, entre otros, el funcionamiento de la plataforma tecnológica necesaria, la obtención de autorizaciones por parte de las instancias correspondientes y las condiciones prevalecientes en el mercado al momento de cada colocación.

- **Deuda diversificada.** La implementación de la estrategia se realiza a través de la aplicación del Programa de Financiamientos, el cual se elabora cada año. Se ha contratado deuda a distintos plazos a través de diferentes instrumentos, como son: emisiones de bonos en el extranjero, operaciones en el mercado mexicano, créditos garantizados o asegurados por agencias de crédito a la exportación y créditos bancarios, entre otros. Se están evaluando nuevas fuentes de financiamiento con el objeto de diversificar la deuda.

Se analizó llevar a cabo operaciones de manejo de pasivos. Lo anterior, con el fin de evitar concentraciones excesivas en ciertos plazos.

- **Sistema de incentivos.** Se ve reflejada en la estrategia de explotación de campos maduros para cubrir el reto de "Sostener e incrementar la producción de hidrocarburos para atender los requerimientos energéticos del país".

Notas:

Dado que los resultados de estas estrategias no dependen únicamente de las acciones de Petróleos Mexicanos se acordó eliminarlas del Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios 2012-2016 aprobado por el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos el 5 de julio de 2011. Sin embargo, se incluye con carácter informativo.

No se definió indicador de resultado para esta estrategia, su ejecución se monitorea a través del avance de sus proyectos.

**DIRECCIÓN CORPORATIVA DE TECNOLOGÍAS DE INFORMACIÓN Y PROCESOS DE NEGOCIO /
ORGANISMOS SUBSIDIARIOS**

Reto 15 Procesos de Negocios	Incrementar la eficiencia de los procesos de negocio, partiendo de la falta de estandarización, sistematización, mejores prácticas y mecanismos de mejora continua.
Estrategias (Modernización de la gestión) 43. Implantar el Sistema de Gestión por Procesos (SGP).	

Principales avances

- Esta estrategia fue concluida en el 2010, de acuerdo con su alcance y metas establecidos.

Nota: No se definió indicador de resultado para esta estrategia, su ejecución se monitorea a través del avance de sus proyectos.

3. CUMPLIMIENTO DE LOS OBJETIVOS ESTRATÉGICOS Y METAS ESPECÍFICAS

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 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), el Programa Nacional de Infraestructura 2007-2012 (PNI) y la Estrategia Nacional de Energía (ENE), establecen los objetivos sectoriales y especiales, y las metas del sector de hidrocarburos.

Las líneas de acción que se desprenden de estas iniciativas responden a las estrategias del PND, los objetivos y estrategias del PROSENER. Las metas se refieren a los indicadores definidos en este último instrumento de planeación.

Por otra parte, 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 2008-2012 (PEO). Dicho programa, que fue presentado al Congreso de la Unión el 30 de junio de 2008; agrupa 31 objetivos de los cuales siete son genéricos, nueve corresponden a Pemex-Exploración y Producción, cinco a Pemex-Refinación, cinco a Pemex-Gas y Petroquímica Básica, dos a Pemex-Petroquímica y tres al Corporativo de Petróleos Mexicanos.

Petróleos Mexicanos requiere un equilibrio entre los distintos roles con que participa en la economía nacional. Por un lado, su participación mayoritaria en los mercados energéticos y petroquímicos nacionales, la condicionan a un alto nivel de regulación. Al mismo tiempo, requiere alcanzar la sustentabilidad de largo plazo, a través del desarrollo de programas para incrementar su eficiencia en todos los ámbitos de la empresa; crecer y crear valor económico, con la búsqueda de proteger las comunidades y el medio ambiente y el desarrollo de las capacidades técnicas, administrativas y tecnológicas internas y de sus proveedores.

Con este motivo, fue integrado y aprobado el Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y de sus Organismos Subsidiarios 2010-2024, a fin de contar con un instrumento para aplicar las Estrategias del PND y las líneas de acción del PROSENER, el PNI y de la ENE, así como la Estrategia Nacional para la Transición Energética y el Aprovechamiento Sustentable de la Energía, en cuya integración participó Petróleos Mexicanos.

Con el propósito de establecer una vinculación más clara entre los objetivos y estrategias del PND con el PROSENER, los objetivos e iniciativas estratégicas de Petróleos Mexicanos y el PEO, se presentan a continuación, por cada una de las estrategias del PND, los contenidos y avances más importantes, de acuerdo con el nivel de agregación que se establece en los indicadores del PROSENER.

Los resultados correspondientes a las metas específicas establecidas en el PND y en el PROSENER convenidos con la Secretaría de Energía se resumen a partir de la página siguiente:

INDICADOR	2010 OBSERVADO	2011	
		META	OBSERVADO
PND ESTRATEGIA 15.1			
Fortalecer las atribuciones rectoras del Estado sobre las reservas y la administración óptima de los recursos, procurando equilibrar la extracción de hidrocarburos y la incorporación de reservas.			
PROSENER OBJETIVO I.1			
Garantizar la seguridad energética del país en materia de hidrocarburos.			
Tasa de restitución de reservas probadas (1P) (%)	81.0	85.7-91.3	101.1%
Factor de recuperación de la producción de hidrocarburos (Reservas 1P) (%)	29.3 ^{a/}	34.7 ^{a/}	35.1% ^{a/}
Aprovechamiento de gas natural ^{1/}	94.0	97.8	96.2
Importación de gasolinas (importación/consumo total)(%) ^{2/}	47.2	40.9	50.7
Días de autonomía en terminales de almacenamiento críticas:			
a) Gasolina ^{3/}	2.7	2.4	2.5
b) Diesel	2.8	3.0	3.0
PND ESTRATEGIA 15.2			
Fortalecer la exploración y producción de crudo y gas, la modernización y ampliación de la capacidad de refinación, el incremento en la capacidad de almacenamiento, suministro y transporte, y el desarrollo de plantas procesadoras de productos derivados y gas.			
PROSENER OBJETIVO I.3			
Elevar la exploración, producción y transformación de hidrocarburos de manera sustentable.			
Producción de petróleo crudo (miles de barriles diarios)	2,575.9	2,550.0	2,550.1
Producción de gas natural (millones de pies cúbicos diarios)	7,020.0	6,524.4	6,594.1
PND ESTRATEGIA 15.6			
Fortalecer las tareas de mantenimiento, así como las medidas de seguridad y de mitigación del impacto ambiental.			
PROSENER OBJETIVO IV.1			
Mitigar el incremento en las emisiones de Gases Efecto Invernadero (GEI).			
ESTRATEGIA IV 1.5			
Aumentar la disponibilidad de los combustibles con bajo contenido de azufre comercializados por Petróleos Mexicanos.			
Contenido de azufre de gasolina Pemex Magna (partes por millón) ^{4/}	MZM ^{5/} 500 Máximo resto del país 1000	MZM ^{5/} 500 Máximo resto del país 1000	MZM ^{5/} 500 Máximo resto del país 1000
Contenido de azufre de gasolina Pemex Premium (partes por millón)	Promedio 30, máximo 80	Promedio 30, máximo 80	Promedio 30, máximo 80
PND ESTRATEGIA 15.7			
Modernizar y ampliar la capacidad de refinación, en especial de crudos pesados.			
PROSENER OBJETIVO I.2			
Fomentar la operación del sector hidrocarburos bajo estándares internacionales de eficiencia, transparencia y rendición de cuentas.			
Nivel de utilización de las unidades de refinación (%)	76.9	87.5	73.4
Índice de frecuencia de accidentes en el sector petrolero (accidentes por millón de horas-persona de exposición al riesgo)	0.42	0.38	0.55
a/ Incluye Chicontepec.			
b/ No incluye Chicontepec.			
1/ A partir de 2009 el cálculo no incluye el nitrógeno enviado a la atmósfera.			
2/ Incluye componentes.			
3/ Considera gasolina Pemex Magna y Pemex Premium.			
4/ En octubre de 2008, inició la comercialización de gasolina Pemex Magna UBA en las zonas metropolitanas del Distrito Federal, Guadalajara y Monterrey.			
5/ Máximo en zonas metropolitanas (Distrito Federal, Guadalajara y Monterrey).			

PND ESTRATEGIA 15.3

Fomentar mecanismos de cooperación para la ejecución de proyectos de infraestructura energética de alta tecnología, así como promover proyectos de investigación y desarrollo tecnológico que aporten las mejores soluciones a los retos que enfrenta el sector.

PROSENER OBJETIVO 1.1

Elevar la exploración, producción y transformación de hidrocarburos de manera sustentable.

ESTRATEGIA 1.1.4.

Establecer mecanismos de cooperación para la ejecución de proyectos de infraestructura energética en toda la cadena de valor.

CONVENIOS	MATERIA
Japan National Oil Corporation	Convenio específico de colaboración para la realización de un estudio conjunto en un área de aguas profundas.
Petrobank Energy and Resources, Ltd.	Convenio general de colaboración.
Repsol Exploración México	Convenio específico para la revisión y análisis del estudio de yacimientos del proyecto de inyección de vapor del Campo Samaria Terciario (Neógeno).
Seabird Exploration Americas, Inc.	Convenio general de colaboración en materia de investigación, desarrollo científico, tecnológico y de recursos humanos.
Seabird Exploration Americas, Inc.	Convenio específico de colaboración para identificar y mapear la distribución de los abanicos turbidíticos del Paleógeno (Arenas Wilcox) del Área Cinturón Plegado Perdido en la Cuenca del Golfo de México.
Total Exploration Technique Mexique S.A.S.	Marco general de colaboración en materia de investigación, desarrollo científico y tecnológico, y desarrollo de recursos humanos en la exploración y producción de hidrocarburos.

Fuente: Pemex-Exploración y Producción.

Con el fin de apoyar la investigación científica y tecnológica en materia de energía, la Ley Federal de Derechos requiere el pago por parte de Petróleos Mexicanos del Derecho para la Investigación Científica y Tecnológica en Materia de Energía. En 2011 se enteraron 5,634.4 millones de pesos con el siguiente desglose: 63% al Fondo Sectorial CONACYT-Secretaría de Energía-Hidrocarburos, 2% al fondo anterior para la formación de recursos humanos, 15% al Fondo de Investigación Científica y Desarrollo Tecnológico del Instituto Mexicano del Petróleo y 20% al Fondo CONACYT-Secretaría de Energía-Sustentabilidad Energética.

- Conforme a los artículos 254 Bis, 258 y Sexto Transitorio de la Ley Federal de Derechos se grava el valor del petróleo crudo y del gas natural extraídos en el año. En 2011 la tasa fue 0.50%, mientras que en 2012 será 0.65%.

En el transcurso de 2011 se suscribieron seis convenios internacionales de colaboración no comercial entre Petróleos Mexicanos, Pemex-Exploración y Producción y diversas compañías petroleras, lográndose experiencia y conocimiento de metodologías a nivel internacional para optimizar resultados, así como el mejoramiento de las prácticas en materia de exploración y producción de hidrocarburos.

- De los seis convenios y de acuerdo al calendario establecido, al cierre de 2011 cinco continuaban vigentes, con excepción del celebrado con Japan National Oil Corporation, que concluyó en octubre de ese mismo año. Respecto al resto de los convenios, uno concluirá en 2012, otro en 2013 y tres en 2016.

PND ESTRATEGIA 15.4

Revisar el marco jurídico para hacer de éste un instrumento de desarrollo del sector, fortaleciendo a Petróleos Mexicanos y promoviendo la inversión complementaria.

PROSENER OBJETIVO 1.1

Garantizar la seguridad energética del país en materia de hidrocarburos.

ESTRATEGIA 1.1.1

Establecer un marco jurídico y desarrollar las herramientas que permitan al Estado fortalecer su papel como rector en el sector de hidrocarburos.

ESTRATEGIA 1.1.3

Impulsar el rediseño del marco jurídico para mejorar la eficiencia en el sector hidrocarburos.

Como parte de las acciones de la Reforma Energética aprobada el 28 de octubre de 2008 por el H. Congreso de la Unión, el 9 de agosto de 2010 se publicaron en el Diario Oficial de la Federación (DOF) las Reformas, Adiciones y Derogaciones al Estatuto Orgánico de Petróleos Mexicanos y en diciembre de 2011, el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos aprobó nuevas reformas al Estatuto Orgánico de Petróleos Mexicanos, las cuales serán publicadas en el DOF en los primeros meses de 2012.

El 18 de noviembre de 2010 se publicó en el DOF el decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Ley Federal de Derechos, relativo al Régimen Fiscal de Petróleos Mexicanos.

Con estos actos jurídicos continúa la modernización del marco jurídico que rige el desarrollo de la industria petrolera.

PND ESTRATEGIA 15.5

Adoptar las mejores prácticas de gobierno corporativo y atender las áreas de oportunidad de mejora operativa.

PROSENER OBJETIVO 1.2

Fomentar la operación del sector hidrocarburos bajo estándares internacionales de eficiencia, transparencia y rendición de cuentas.

CUMPLIMIENTO DE LA LEY SOX (EVALUACIÓN DEL SISTEMA DE CONTROL INTERNO)

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. Al respecto, el Director Corporativo de Finanzas, en mayo de 2011, hizo entrega al

Comité de Auditoría y Evaluación de Desempeño del Informe Anual 2010 sobre el estado que guarda el Sistema de Control Interno Financiero de Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias que consolidan.

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 Dirección Corporativa de Finanzas 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.

4. ENTORNO NACIONAL E INTERNACIONAL 2011

ANÁLISIS DE LOS FACTORES ECONÓMICOS Y PERSPECTIVAS

Al inicio de 2011 continuó la recuperación de la economía mundial, aunque en medio de la incertidumbre sobre las perspectivas económicas globales. En los países avanzados, el crecimiento económico fue moderado por la lenta recuperación de la demanda privada, en tanto que en las economías emergentes la expansión se mantuvo vigorosa. En esta etapa la actividad económica y en especial el dinamismo industrial en Estados Unidos continuó su expansión con menor ritmo que el observado al terminar el año anterior. El rápido crecimiento de las economías emergentes propició el aumento en los precios de los energéticos al incrementarse la demanda, junto con los vaivenes en la oferta petrolera afectada por la inestabilidad política en Medio Oriente y el Norte de África.

En México, durante el primer trimestre de 2011 el dinamismo de la demanda externa siguió reflejándose en los componentes del gasto interno, mismo que en términos agregados reafirmó una tendencia creciente, con una composición balanceada. Así, la actividad productiva y el empleo siguieron registrando una tendencia positiva.

En el segundo trimestre de 2011 se observó una desaceleración en el crecimiento de la economía mundial, por los efectos transitorios de los desastres naturales en Japón sobre las cadenas globales de producción y los altos precios de las materias primas. Junto al menor ritmo de actividad económica se observaron mayores signos de una baja en el crecimiento de la economía mundial, sobre todo por los problemas que enfrentan Estados Unidos y Europa. En Estados Unidos, país con el que México está integrado, el crecimiento del PIB se desaceleró en el primer trimestre del año y se mantuvo débil durante el segundo, lo cual provocó una reducción en el consumo. Estos efectos se vieron acentuados por la disminución de la calificación crediticia de la deuda del Tesoro de Estados Unidos por una de las agencias calificadoras, a lo que se añadió la incertidumbre del eventual retiro del estímulo fiscal y su posible efecto en el gasto privado.

En esta etapa la actividad productiva en México continuó presentando una tendencia positiva. La producción industrial y la actividad en el sector de los servicios se siguieron fortaleciendo. A pesar de ello, algunos indicadores de la demanda interna iniciaron una moderación en su ritmo de crecimiento. Sin embargo, las tendencias del empleo y la evolución del financiamiento no mostraron presiones sobre los precios ni sobre las cuentas externas del país.

Durante el tercer trimestre del año continuó debilitándose el crecimiento de la actividad económica mundial, lo que se vio acentuado con la creciente incertidumbre en los mercados financieros internacionales. Esto incrementó los riesgos para la economía global y redujo las expectativas de crecimiento en la mayoría de los países, en particular de las economías avanzadas, debido en parte a la falta de consenso para resolver los desbalances en sus sectores

público y privado. Esto último incrementó la volatilidad de los mercados financieros internacionales, así como la vulnerabilidad del sistema bancario de la comunidad europea, por la deuda soberana de algunos países de la región. En este contexto, ante el deterioro de la situación en Grecia y la posibilidad de contagio a otras economías europeas, se manifestó la necesidad de implantar los acuerdos logrados por las autoridades financieras de la región. Sin embargo, se requiere esperar que estas medidas sean suficientes para enfrentar la crisis, recapitalizar a la banca europea, y consolidar el ajuste fiscal. Así, aun cuando se logre disipar la incertidumbre en los mercados financieros internacionales, los próximos años estarán caracterizados por un crecimiento débil de las economías avanzadas.

Las presiones en el entorno económico mundial son adversas para la economía mexicana, la cual destaca entre las economías emergentes, por la solidez de sus fundamentos y políticas macroeconómicas. Así, a pesar de que el ajuste de la economía mexicana al nuevo entorno económico mundial implica una depreciación del tipo de cambio real, se observa que este ajuste está teniendo lugar de manera ordenada. De esta forma, aun cuando la actividad productiva en el tercer trimestre de 2011 continuó presentando una tendencia positiva, se observó una desaceleración en su ritmo de crecimiento, a consecuencia de la disminución en lo correspondiente a la actividad mundial y, en particular de Estados Unidos, sobre la demanda externa que enfrenta el país.

En el último trimestre del año, las perspectivas de la economía mundial continuaron deteriorándose por los problemas que prevalecen en Europa. En la economía de Estados Unidos, aun cuando se han presentado algunas señales de mejora, continúan vigentes problemas estructurales como la debilidad de los mercados laboral y de vivienda y el incremento en el endeudamiento familiar, que ha influido en la disminución del consumo. En la zona del euro, los problemas derivados del deterioro de la confianza de los consumidores, los ajustes fiscales y el desendeudamiento bancario permiten prever una recesión por lo menos en la primera mitad de 2012. Las economías emergentes han moderado su crecimiento por el deterioro del entorno internacional y la menor demanda interna.

Para la economía mexicana estas condiciones permiten prever menores crecimientos respecto a los esperados previamente. No obstante, un panorama económico internacional menos dinámico, con elevada incertidumbre en los mercados financieros, conlleva como respuesta natural una depreciación del tipo de cambio real en México, facilitando el ajuste de nuestra economía.

La disminución del crecimiento en la actividad económica se reflejó en un menor impulso de la demanda externa, en especial de la proveniente de Estados Unidos, aunque también se observó una desaceleración en la demanda interna. Es previsible que, dadas las condiciones existentes en la economía mundial, la moderación del crecimiento de la economía nacional persista durante 2012. Sin embargo, se anticipa que prevalecerán condiciones de holgura en la

economía y, por ende, no se prevén presiones de la demanda sobre los precios de los principales insumos, ni sobre las cuentas externas del país. En el caso de la industria petrolera, lo anterior se fortalece por las siguientes condiciones:

- Si bien continuó la tendencia de disminución de 1% en la plataforma de producción de crudo por segundo año consecutivo, los volúmenes producidos corresponden a lo esperado en la meta anual.
- La tendencia de los precios de la mezcla de crudos mexicanos fue favorable, ya que los niveles de los mismos iniciaron el año en poco más de 80 dólares por barril y terminaron en poco menos de 105 dólares por barril.
- Durante 2011 el PIB de México registró un crecimiento de 3.9% a tasa anual, en términos reales. Dos de los tres grupos de actividades que integran el PIB mostraron crecimiento. El PIB de las actividades secundarias creció 3.8% con respecto a 2010 y el de las terciarias 4.2%. Por su parte, las actividades primarias mostraron una disminución de 0.6%.

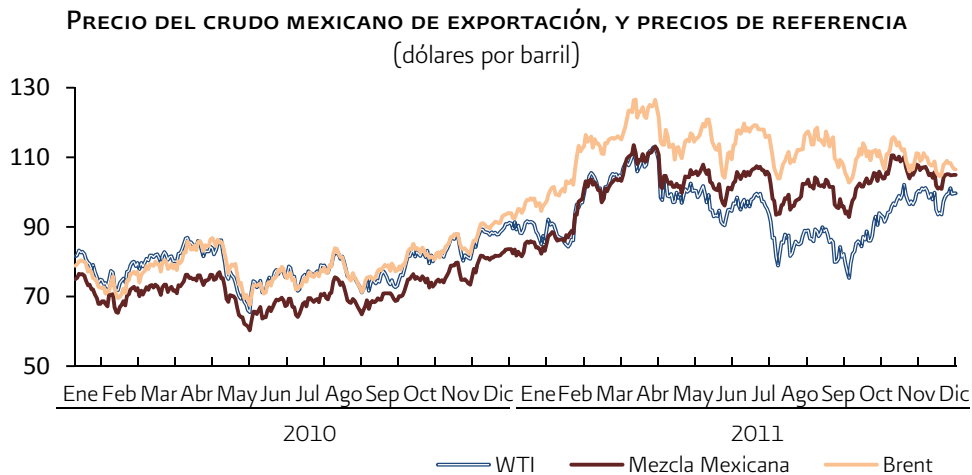
La reducción mostrada por las actividades primarias tuvo lugar a consecuencia de una disminución en la agricultura, en la cual destacan descensos en la producción de algunos cultivos. Las actividades secundarias mostraron crecimiento en sus distintos componentes: electricidad, agua, suministro a consumidor final de gas por ducto, construcción e industrias manufactureras, con la minería como único componente que disminuyó en su conjunto. Los componentes de las actividades terciarias también registraron incrementos, sobre todo en el caso del comercio y los servicios financieros y de seguros. A estos indicadores se sumaron la estabilidad de precios, un sistema financiero apreciablemente capitalizado y solvente, así como un tipo de cambio que fue más competitivo, a pesar de las presiones que las inestabilidades de la economía global ejercieron sobre el mismo.

Consistente con la solidez de la economía mexicana y con un precio del petróleo que se podría mantener en un orden de magnitud similar al observado en 2011, a menos que se acentúen apreciablemente los problemas en la economía internacional, se anticipa la obtención de ingresos petroleros y tributarios no petroleros en 2012, con un crecimiento del mismo orden que se espera para el PIB de 3.5%. Sin embargo, de cumplirse las expectativas previstas en el Presupuesto de Egresos de la Federación para 2012, los ingresos serán menores a los obtenidos en 2011, debido a que la producción de crudo se prevé ligeramente más alta, al ubicarse en un nivel de 2,559.9 miles de barriles diarios, con una plataforma de exportación de crudo estimada en 1,175.7 miles de barriles diarios, comparativamente con los 1,379.9 miles de barriles diarios exportados en 2011. Por lo que respecta al precio de exportación de la canasta de crudos mexicanos, en el presupuesto se estimó de 84.93 dólares por barril, menor al obtenido en 2011 de 101 dólares por barril.

MERCADO PETROLERO INTERNACIONAL

En 2011, los precios de referencia de los crudos marcadores^{4/} en el mercado petrolero internacional observaron una tendencia ascendente más pronunciada que la que se registró el año anterior.

El precio del West Texas Intermediate (WTI) promedió 95.04 dólares por barril, 19.6% por arriba de lo registrado el año previo. En el caso del Brent del Mar del Norte el promedio anual alcanzó 111.26 dólares por barril, 39.9% más que el correspondiente a 2010. Los precios máximos se observaron en abril, al alcanzar el WTI un promedio de 109.89 dólares y el Brent 123.49 dólares por barril, que representaron 30.1% y 45.5% de incremento con relación al año anterior, respectivamente. En los meses posteriores la tendencia en los precios de los crudos marcadores siguió los vaivenes de la volatilidad política y económica que caracterizaron el panorama global a lo largo del año.



El precio promedio de la mezcla mexicana de exportación durante 2011, fue 101 dólares por barril, 39.4% superior a lo registrado el año anterior, que fue 72.46 dólares por barril, es decir 28.54 dólares por barril más que el año previo. Por tipo de crudo, el Olmeca registró 109.83 dólares por barril, el Istmo 106.22 dólares y el Maya 98.80 dólares en ese mismo orden, lo que significa un crecimiento de 38%, 35.1% y 39.8% respectivamente, en relación al año previo. El patrón de comportamiento de los precios de exportación de los crudos nacionales fue similar al de los marcadores, con un promedio máximo en abril de 109.48 dólares por barril, que fue 47.2% superior al registrado en el mismo mes del año anterior. El comportamiento posterior a ese mes fue variable y en julio alcanzó un mínimo de 104.82 dólares por barril, valor que fue 53% mayor que el del mismo mes de 2010. En noviembre, el precio de la mezcla repuntó

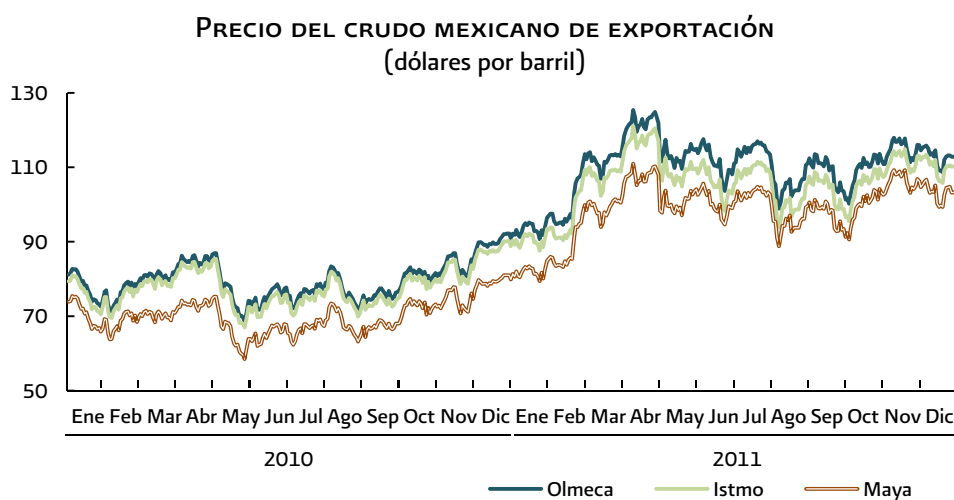
^{4/} Considera la media diaria del precio spot.

hasta promediar 107.43 dólares por barril, 38.7% mayor al registrado en noviembre del año previo.

Entre los factores que contribuyeron al alza del precio del crudo en 2011 destacan:

En el primer trimestre:

- Los problemas políticos que iniciaron en Egipto, país con una posición geográfica estratégica, por su control sobre el Canal de Suez, a través del cual circulan todos los buques petroleros que van desde Medio Oriente a Europa y Estados Unidos.
- La crisis en Libia, que es un país miembro de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), con una producción de alrededor de 1.3 millones de barriles diarios. Este país es una de las principales fuentes de suministro de crudo a Europa.
- Los desastres ocurridos en Japón tuvieron un impacto negativo directo en los precios del crudo, mientras que en los productos refinados fue positivo, lo que en el corto y mediano plazos pueden mantener este tipo de afectaciones en los mercados de los energéticos.



En el segundo trimestre:

- Los problemas de producción y la escasa disponibilidad de embarques en el Mar del Norte impulsaron al Brent a mantenerse al alza.
- El panorama favorable de suministro global de petróleo de la OPEP, el cual permitió que en abril subiera el suministro de crudo, en tanto que Arabia Saudita, Nigeria y Kuwait lograron contrarrestar la baja en la oferta provocada por los problemas en Libia y Angola.
- Las presiones para negociar el precio del crudo en euros, a pesar de los problemas económicos de la eurozona, lo que puede estabilizar el precio de los carburantes en Europa, al no estar sujeto a los vaivenes del cambio euro-dólar.

En el tercer trimestre:

- La disminución de inventarios de crudo y gasolina en Estados Unidos motivó un crecimiento en los precios del crudo desde los últimos días de junio, lo que reflejó el alza de los mercados de materias primas y de instrumentos financieros, junto con la devaluación del dólar frente al euro.
- Las importaciones de petróleo en Estados Unidos se incrementaron a principios de julio, por una disminución en los inventarios de crudo y derivados relacionada con una mayor utilización en las refinerías, lo que motivó una intervención de la Administración de Información de Energía (IEA por sus siglas en inglés), para liberar reservas estratégicas de petróleo de emergencia de alta calidad, a fin de controlar el alza de los precios.
- El anuncio de Japón de intervenir en el valor de su moneda, que había alcanzado máximos históricos, con el fin de frenar la desaceleración económica, que representaba una posible reducción de la demanda de combustibles.

En el cuarto trimestre:

- El recorte de la tasa de interés por el Banco Central Europeo (BCE) en la zona euro, como medida para estabilizar los montos de efectivo en circulación.
- La posibilidad creciente de que el gobierno griego someta a consulta de la comunidad europea el plan de rescate económico.
- Italia fortaleció su presencia en el mercado tras haber sido capaz de colocar exitosamente nuevos instrumentos de deuda en el medio financiero.

A la baja:

En el segundo trimestre:

- Las presiones constantes en los mercados financieros en cuanto a la incapacidad de pago de la deuda de varios países europeos, en especial Grecia, Irlanda y Portugal, los rescates financieros a esas economías, y el efecto que representaría una moratoria para los bancos Europeos.
- La disminución temporal en las importaciones de crudo para proceso en EU durante junio, debido a un aumento de los inventarios de gasolina y destilados, por haberse realizado previamente una mayor utilización en las refinerías.
- Una debilidad mayor a la esperada en las economías de China y Estados Unidos, hace que cada día se retiren del mercado importantes inyecciones de efectivo.

En el tercer trimestre:

- La decisión de la agencia calificadora Standard & Poor's de rebajar la calificación de la deuda soberana de los Estados Unidos de AAA a AA+.
- Un intento fallido de la Reserva Federal de inyectar liquidez a la economía de Estados Unidos, mediante el intercambio de instrumentos de corto a otros a largo plazo, con el fin de reducir los intereses de la deuda a largo plazo, que no fue bien recibido por los inversionistas.

En el cuarto trimestre:

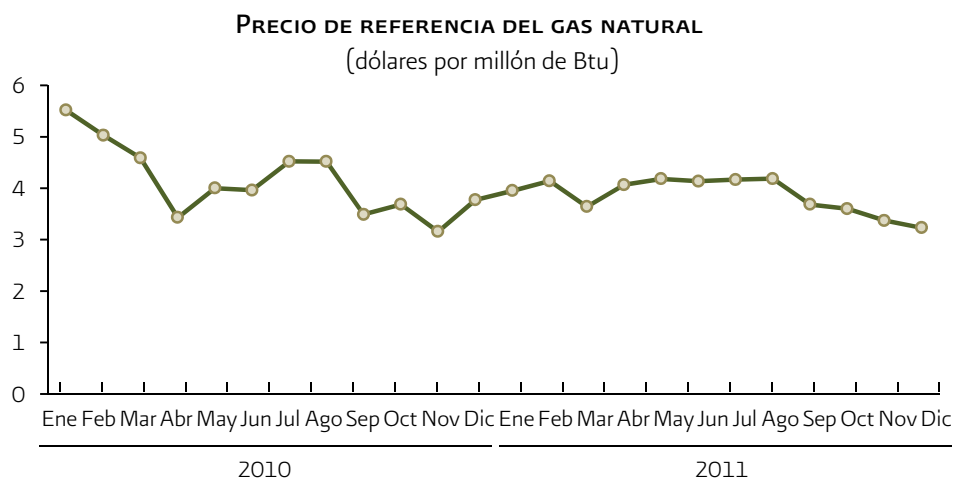
- Los rendimientos de los bonos italianos subieron al nivel más alto desde la adopción del euro, en medio de caídas estrepitosas de las acciones europeas, originadas por la turbulencia política en Italia, al agobio de sus deudas.
- El exceso de la deuda soberana en Grecia hizo que los ahorradores temieran 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 importantes de los bancos. Estos a su vez ofrecieron mayores tasas de interés, para evitar los retiros de los capitales, todo lo cual incidió en una mayor desestabilización de los mercados.
- En diciembre se fortalecieron las señales de una desaceleración económica en Europa, por arriba de los pronósticos, lo que generó pesimismo en los inversionistas en torno a la demanda de los combustibles, que se incrementa por la incertidumbre respecto al 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, en donde bajaron los futuros del petróleo y subió la cotización del dólar.
- Las expectativas manifiestas por la OPEP, respecto a la recuperación de la producción petrolera en Libia, interrumpida durante la guerra civil, pero que se espera que contribuya al incremento de la oferta.

PRECIO INTERNACIONAL DEL GAS NATURAL

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

Durante 2011, el precio promedio de referencia internacional del gas natural, se ubicó en 3.86 dólares por millón de Btu, que representó una disminución de 0.28 dólares por millón de Btu, equivalente a 6.8% por abajo del promedio en el año previo.

- Los precios promedio del gas natural exhibieron un comportamiento alcista al inicio del año, como consecuencia de las bajas temperaturas invernales registradas en enero y febrero. Para marzo la demanda disminuyó y con ello el precio del hidrocarburo, hasta los 3.64 dólares por millón de Btu. En los meses siguientes volvió a rebasar los 4 dólares, hasta alcanzar un máximo de 4.19 dólares por millón de Btu en el mes de agosto, 7.3% menor al reportado en el mismo mes de 2010. El factor primordial que determinó que los precios se mantuvieran en este periodo fue la mayor demanda anual de los sectores eléctrico e industrial, debido a temperaturas altas y precios competitivos del gas, así como una leve recuperación económica. En los últimos cuatro meses del año, la tendencia se observó a la baja, por la desaceleración económica y una mayor producción de gas natural.



- La producción de gas natural en Estados Unidos al cierre de diciembre de 2011 promedió 62.3 miles de millones de pies cúbicos diarios, volumen 6.3% superior respecto al de 2010, por el aumento en la producción de fuentes no convencionales de gas natural de lutitas (*Shale Gas*), (ver nota temática 2) lo que trajo como consecuencia un aumento de equipos de perforación horizontal en operación, con una mayor productividad. Esto ha permitido reducir la dependencia del mercado de Estados Unidos a las importaciones de este hidrocarburo, procedentes básicamente de Canadá. Estas últimas se vieron reducidas además por la desaceleración económica en Estados Unidos, por lo que el comercio de este hidrocarburo se dirigió a otros mercados.
- Durante 2011, la demanda de gas natural en Estados Unidos registró un promedio de 67.2 mil millones de pies cúbicos, 2.1% más respecto al año previo. En el sector eléctrico la demanda rebasó 3% a la de 2010. El sector industrial registró una demanda 2.2% más alta que el año previo. Por su parte, los sectores residencial y comercial registraron una demanda 1.8% más baja que el año inmediato anterior.

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

SECTOR	ENERO-DICIEMBRE	
	2010	2011 ^{1/}
TOTAL	65.8	67.2
Residencial y comercial	22.2	21.8
Eléctrico	20.2	20.8
Industria	18.1	18.5
Otros consumos	5.3	6.1

1/ Información preliminar.

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

- Con respecto al nivel de almacenamiento, en el cierre de 2011, los inventarios alcanzaron un nivel histórico de 3,472 mil millones de pies cúbicos, volumen superior en 365 mil millones de pies cúbicos al registrado en 2010, y en 457 mil millones de pies cúbicos al promedio de los últimos cinco años. Lo anterior como resultado de un incremento en la producción de gas natural, por arriba del aumento en la demanda, así como por temperaturas menos frías respecto a lo esperado en los últimos meses del año.

PRECIOS RELATIVOS

Durante 2011, nuevamente el gas natural se mantuvo como el combustible de menor precio en el mercado. En cuanto a su más próximo competidor, el combustóleo, la brecha se amplió y en términos relativos fue 285.9% más caro que el gas natural. En comparación con otros combustibles como el propano, el diesel y la gasolina, los precios de estos fueron 312.2%, 441.3% y 498.1% superiores respecto al precio del gas natural.

PRECIOS RELATIVOS DE GAS NATURAL

(dólares por millón de BTU)

COMBUSTIBLE	2010	2011 ^{1/}	VARIACIÓN % RELATIVA AL GAS NATURAL
Gasolina	17.034	23.087	498.1
Diesel	15.060	20.896	441.3
Crudo WTI	13.470	16.243	320.8
Propano	12.630	15.910	312.2
Combustóleo	10.964	14.895	285.9
Gas natural	4.138	3.860	Base

1/ Información preliminar.

Fuente: Pemex-Gas y Petroquímica Básica.

MÁRGENES DE REFINACIÓN

Durante 2011, los márgenes variables obtenidos en el Sistema Nacional de Refinación de México (SNR) y el de Estados Unidos presentaron trayectorias similares, ya que en ambos casos se dieron incrementos, al pasar en el SNR de un margen negativo de 0.21 a otro negativo de 0.09 dólares por barril, y el de Estados Unidos pasó de 10.53 a 14.81 dólares por

barril. Las diferencias relativas se atribuyen a los mayores rendimientos de productos ligeros de alto valor y los menores rendimientos de residuales en el mercado estadounidense.

MÁRGENES VARIABLES DE REFINACIÓN

(dólares por barril)

AÑO/TRIMESTRE	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^{1/}	-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

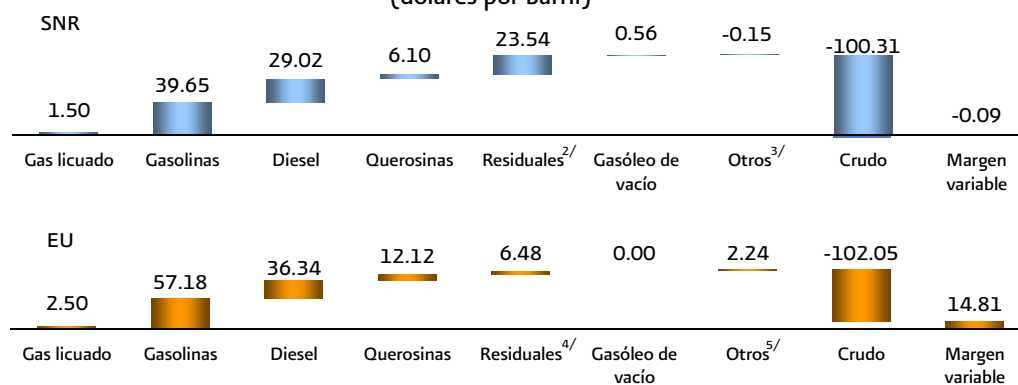
1/ Información preliminar.

Fuente: Pemex-Refinación.

La contribución de las gasolinas al margen de refinación de EU en 2011 fue 17.53 dólares mayor a la del SNR, con 57.18 y 39.65 dólares por barril de crudo procesado, respectivamente.

La aportación del Diesel en el margen de EU, excedió a la del SNR 7.32 dólares, con promedios en 2011 de 36.34 y 29.02 dólares, en el mismo orden.

PEMEX-REFINACIÓN
COMPARACIÓN DE LOS MÁRGENES VARIABLES DE REFINACIÓN,
ENERO-DICIEMBRE 2011^{1/}
 (dólares por barril)



1/ Cifras preliminares.

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

Las querosinas aportaron 12.12 dólares al margen en EU y 6.10 dólares en el SNR.

En residuales, el SNR sobrepasó la aportación de EU en 17.06 dólares (23.54 frente a 6.48 dólares).

Las aportaciones del SNR fueron negativas para "otros productos" por 0.15 dólares, en tanto que para el gasóleo de vacío tuvieron una aportación positiva de 0.56 dólares y la del gas licuado fue 1.50 dólares. De igual forma, al margen de EU contribuyeron "otros productos" con 2.24 dólares y el gas licuado con 2.50 dólares.

El SNR tuvo egresos por materia prima (crudo) de 1.74 dólares menores que en EU, al promediar 100.31 y 102.05 dólares, en el mismo orden.

5. PRINCIPALES RESULTADOS DE LA GESTIÓN CORPORATIVA

5.1 AVANCES DE LA REFORMA ENERGÉTICA

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

- En febrero de 2011 el Consejo de Administración, a propuesta del director general, tomó conocimiento del informe sobre el avance y la implementación de la reforma energética (descrito en el Primer Informe Trimestral de 2011).
- En febrero de 2011 el Consejo de Administración aprobó adicionar a los lineamientos que establecen los casos y montos para aprobación de nuevos contratos y de los que superen los previamente aprobados, a que se refiere el inciso k) de la fracción IV del artículo 19 de la Ley de Petróleos Mexicanos, lo siguiente:

“Para el caso de contratos multianuales, el monto o costo estimado del contrato deberá entenderse como el valor presente neto a la tasa de descuento establecida por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público.

Los contratos no podrán segmentarse o fraccionarse para ser sometidos a instancias de aprobación”.
- En febrero de 2011, la Secretaría de Energía envió al H. Congreso de la Unión la Estrategia Nacional de Energía 2011-2025 para su ratificación.
- En marzo de 2011, conforme al artículo 70 de la Ley de Petróleos Mexicanos se presentó, por conducto de la Secretaría de Energía, al Congreso de la Unión, el Informe Anual 2010 de Petróleos Mexicanos, mismo que se publicó en su página de Internet.
 - Como un apartado del Informe Anual 2010 de Petróleos Mexicanos y en cumplimiento al último párrafo del artículo 13 transitorio de la Ley de Petróleos Mexicanos, se presentó el primer informe semestral sobre los avances de la Estrategia para el Desarrollo de Proveedores, Contratistas y Contenido Nacional.
 - Los programas anuales de adquisiciones, arrendamientos y obras públicas, así como los documentos complementarios (guías, programa de compras de gobierno a pequeñas y medianas empresas –PYMES-, para el periodo enero-marzo de 2011 y participación de Petróleos Mexicanos en la Expo compras de gobierno) de la Estrategia de Petróleos Mexicanos para el desarrollo de Proveedores, Contratistas y Contenido Nacional se encuentran disponibles en el portal de internet www.pemex.com, en la sección atención a proveedores.

- En julio de 2011, el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos aprobó las modificaciones al Estatuto Orgánico de Petróleos Mexicanos que incluyen cambios en la operación de este órgano directivo y ajustes en la estructura de las distintas direcciones corporativas, fue publicado en el Diario Oficial de la Federación el 2 de agosto de 2011. Por otra parte, se aprobó el Plan de Negocios de la empresa para el periodo 2012-2016 que se encuentra disponible en la página de internet www.pemex.com.
- 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, durante el primer trimestre 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 aprobó 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.

5.2 ADMINISTRACIÓN CORPORATIVA

En 2011, la administración de Petróleos Mexicanos avanzó en diferentes líneas para concretar su programa de operación y para el cumplimiento de diversas disposiciones que integran la Reforma Energética.

RECURSOS HUMANOS

El Consejo de Administración tomó conocimiento del Plan Estratégico de Recursos Humanos, presentado en agosto de 2011, el cual se encuentra alineado al Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos. Al Comité de Remuneraciones se presentó el avance de los proyectos contenidos en el plan, en materia de reclutamiento y selección, planes de carrera, evaluación del desempeño y compensación variable.

Conforme al Plan de Negocios, se trabajó en la implantación de la Estrategia de Recursos Humanos, con los siguientes resultados:

- En octubre de 2011 se aplicó la encuesta de clima y cultura organizacional de la Administración Pública Federal.
- Se actualizó el Código de Conducta de Petróleos Mexicanos, en función de la nueva visión, valores y Plan Estratégico de la empresa para su publicación en 2012.
- Se creó la organización estructurada del Corporativo para el modelo SSPA.
- Concluyó la revisión del Contrato Colectivo de Trabajo, para lo cual se analizaron 83 cláusulas, se acordaron 17 anexos y se generaron 41 acuerdos.
- Se formalizaron y aplicaron todas las estructuras básicas aprobadas por los consejos de administración de Petróleos Mexicanos y de los organismos subsidiarios.
- En concertación con la SHCP y SFP, la propuesta de regularización del Tabulador de Mando y la metodología de compensación variable basada en el desempeño.
- Inició la aplicación de la compensación variable, que otorga un bono de desempeño con base en la evaluación de desempeño individual a los trabajadores de confianza de nivel 41 e inferior.
- Programa de Desarrollo de Ejecutivos, se impartieron 21 talleres para formación de líderes y ocho para efectividad gerencial.
- Se puso en operación la Solución Institucional de Recursos Humanos y Nómina en el Corporativo y en Pemex-Gas y Petroquímica Básica.

REESTRUCTURACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS

Respecto a la reestructuración de Petróleos Mexicanos, el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos adoptó diversos acuerdos referentes a ajustes y adecuaciones

organizacionales, relacionados a las direcciones corporativas siguientes, con interés en los objetivos y temas siguientes:

- Dirección Corporativa de Finanzas. Fortalecer el reporte matricial y sus funciones, a efecto de tener un mayor control en los procesos y, garantizar que éstos, en los organismos subsidiarios, sean más confiables, consistentes, homogéneos y estandarizados.
- Dirección Corporativa de Ingeniería y Desarrollo de Proyectos, eliminación de la Dirección y transferencia de sus funciones a la Dirección Corporativa de Operaciones y a los organismos subsidiarios, en materia de coordinación y seguimiento de proyectos, mecanismos de supervisión, así como de evaluación y control en el desarrollo de proyectos y de recursos.
- Dirección General, diseño de funciones, esquemas y mecanismos para el reporte matricial.
- Dirección Corporativa de Tecnología de Información y Procesos de Negocio, consolidar la infraestructura y procesos de tecnologías de la información.
- Dirección Corporativa de Administración, creación de las gerencias de abastecimientos de bienes y servicios; la de Servicios Generales; y la de Servicios Aduanales.

En 2011 se formalizaron y aplicaron todas las estructuras básicas contenidas en el Estatuto Orgánico, aprobadas por los consejos de administración de Petróleos Mexicanos y de los organismos subsidiarios, y que derivan del Programa de Reestructuración de Petróleos Mexicanos.

Las microestructuras de la Dirección Corporativa de Finanzas y de la Subdirección de Servicios Corporativos están en proceso de validación por sus respectivas áreas, para su posterior acreditación y autorización de acuerdo a la normatividad vigente.

En la primera etapa de la creación de la Dirección Corporativa de Tecnología de Información y Procesos de Negocio, se realizaron las transferencias del personal y plazas de las áreas de tecnología de información (TI) en el Corporativo y organismos subsidiarios; así mismo se concluyó la transferencia de las plazas de automatización industrial de los organismos subsidiarios a dicha Dirección. En diciembre de 2011 se concluyó y autorizó la microestructura, que está en etapa de aplicación.

Se terminó la microestructura de la Dirección Corporativa de Operaciones la cual se aplicó en diciembre de 2011.

En la Dirección Corporativa de Administración finalizaron los trabajos para transferir las áreas de Recursos Humanos de los organismos subsidiarios al Corporativo así como la implantación del Modelo de Operación de RH y RL.

PEMEX-EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

- El Consejo de Administración de Pemex-Exploración y Producción autorizó, en su sesión ordinaria del 18 de agosto de 2011, ajustes a la estructura macro del organismo subsidiario con el objetivo de cumplir con lo previsto en el Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios. Al cierre de 2011 los ajustes ya fueron aplicados. Derivado de lo anterior y con la finalidad de integrar la estructura organizacional y ocupacional de 15 subdirecciones y 79 gerencias, se realizaron trabajos siguientes:
 - Validación de cadena de valor.
 - Definición y actualización de procesos y subprocesos.
 - Áreas de oportunidad.
 - Acciones de mejora.
 - Premisas de diseño.
 - Valuación de modelos organizacionales.
 - Estructura Organizacional.
 - Marcos funcionales (matriz funcional alineada a funciones aprobadas por el Consejo de Administración de Pemex-Exploración y Producción en la macro estructura).
 - Proyectos de acuerdo y anexos.

PEMEX-REFINACIÓN

La Dirección General del organismo subsidiario y la Dirección Corporativa de Administración autorizaron los acuerdos de creación y aplicación de la micro estructura de la Subdirección de Proyectos de Pemex-Refinación, en atención a la estrategia de proyectos adoptada por Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios.

Se modificó la estructura organizacional de transición de la Subdirección de Finanzas y Administración de Pemex-Refinación mediante "Addenda" autorizada por el Director General del organismo subsidiario, con el objetivo de evitar la regionalización de los centros de trabajo locales. La aplicación de la estructura está programada para el primer trimestre del 2012.

Se realiza la propuesta de la estructura ocupacional de la Subdirección de Almacenamiento y Reparto, de acuerdo a la definición de la propuesta de marco funcional de las áreas de nivel central, regional y local, para su posterior acreditación conforme a la normatividad vigente a fin de dar cumplimiento al acuerdo del Consejo de Administración de Pemex-Refinación en 2010, en el que se aprobó la estructura básica y modificación al marco funcional de dicha subdirección.

Se realiza el estudio de organización para transferir la estructura, funciones y recursos de la Gerencia de Contratos, de la Subdirección de Proyectos a la Subdirección de Finanzas y

Administración, cambios aprobados por el Consejo de Administración del organismo subsidiario. Se tiene la propuesta de marco funcional y está en proceso de definirse la propuesta de estructura ocupacional.

Se encuentra en validación, por parte de la línea de negocio de Pemex-Refinación, la estrategia de integrar el proceso de mantenimiento de las seis refinerías del sistema en la Unidad de Mantenimiento.

PEMEX-GAS Y PETROQUÍMICA BÁSICA

Con la finalidad de fortalecer el reporte matricial y la confiabilidad de los procesos del organismo subsidiario, se autorizaron los cambios siguientes:

- La transferencia de plazas de la Subdirección de Producción a las subdirecciones de Administración y Finanzas y de Planeación, así como la reorganización de la estructura orgánica ocupacional del personal de confianza de dichas subdirecciones.
- La modificación a la estructura orgánica ocupacional del personal de confianza de la Subdirección de Gas Natural, de la Subdirección de Gas Licuado y Petroquímicos Básicos y de Ductos.

Por otro lado, con la finalidad de alinear las estructuras organizacionales, a fin de dar cumplimiento al Plan Estratégico de la industria petrolera, se autorizaron cambios en las estructuras organizacionales de Pemex-Gas y Petroquímica Básica, que se presentan a continuación:

- La reorganización de la estructura orgánica ocupacional del personal de confianza de la Gerencia de Auditoría de Seguridad Industrial y Protección Ambiental.
- La reorganización de la estructura orgánica ocupacional del personal de confianza de la Gerencia de Control de Gestión y Desempeño.
- Se acreditó el proyecto de reorganización del Órgano Interno de Control; sin embargo, el acuerdo de reorganización no está autorizado.

PEMEX-PETROQUÍMICA

Se autoriza la reorganización de la Subdirección Comercial, así como de la Gerencia de Administración y Servicios de Pemex-Petroquímica; para atender las modificaciones del mercado de productos petroquímicos a través de innovaciones de los mecanismos de comercialización.

En materia de optimización del proceso de producción de la cadena de aromáticos, se aprobó el proyecto de operación de la planta CCR-Platforming del Complejo Petroquímico Cangrejera; para su arranque en 2012, se autorizó el cambio de adscripción de cinco plazas definitivas de confianza de la Planta BTX.

Se llevó a cabo la adecuación organizacional del Órgano Interno de Control del organismo subsidiario.

Se muestra el resultado del Indicador Porcentaje de personal con nivel de desempeño mayor al promedio (%).

**INDICADOR DE PORCENTAJE DE PERSONAL CON NIVEL DE DESEMPEÑO MAYOR AL PROMEDIO,
PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS**

INDICADOR	2011	
	ENERO-DICIEMBRE	META
Porcentaje de personal con nivel de desempeño mayor al promedio (%) ^{1/}	42.4	55

1/ Se alinean los objetivos particulares con los de Pemex y los O.S; se lleva a cabo una autoevaluación que se revisa con el superior inmediato. Se sustituyó el indicador de nivel de desempeño del 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.

5.3 AVANCES EN LA ESTRATEGIA PARA EL DESARROLLO DE PROVEEDORES, CONTRATISTAS Y CONTENIDO NACIONAL

5.3.1 PRESENTACIÓN

En cumplimiento al último párrafo del Artículo 13 transitorio de la Ley de Petróleos Mexicanos, se presentan los avances en la Estrategia para el Desarrollo de Proveedores, Contratistas y Contenido Nacional (la Estrategia).

La Estrategia tiene como objetivo incrementar el grado de contenido nacional en las contrataciones de bienes, servicios y obras de Petróleos Mexicanos, a través del desarrollo de sus proveedores y contratistas nacionales, contribuyendo al desarrollo de sus cadenas productivas.

Lo anterior conlleva esfuerzos de corto, mediano y largo plazos al alinear las acciones instrumentadas a la solución de los múltiples retos derivados de aspectos normativos y contractuales, las necesidades operativas de Petróleos Mexicanos, las expectativas de la industria, la coordinación con entidades del Gobierno Federal y los Gobiernos Estatales y a las limitaciones estipuladas en los Tratados de Libre Comercio.

La Estrategia parte de la premisa de maximizar el valor económico para Petróleos Mexicanos, sin afectar la ejecución ni el costo de los proyectos.

A partir de la estimación inicial de 35.1% de contenido nacional para el periodo 2006-2008, la meta es incrementarlo un 25% durante los próximos diez años, para alcanzar 43.9% en ese periodo.

5.3.2 INSTRUMENTACIÓN DE LA ESTRATEGIA

- Contenido nacional (CN). Se han llevado a cabo acciones para posibilitar la homologación de los criterios relativos al contenido nacional en Petróleos Mexicanos. En este contexto se han elaborado una serie de guías que se incluyen en las bases de contratación de bienes a través de adquisiciones, las cuales incorporan definiciones sobre la fórmula de medición del grado de integración nacional de los bienes, la acreditación de bienes nacionales, la aplicación de márgenes de preferencia en los procedimientos de contratación, así como la declaración del grado de integración nacional de los bienes suministrados. Se continúa trabajando en las guías correspondientes a contrataciones de servicios y obra pública. Asimismo se ha trabajado en el diseño, construcción e implementación de un sistema de registro de contenido nacional de los bienes y servicios adquiridos por Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios.
- Como parte de las acciones tendientes a incrementar el contenido nacional en las contrataciones, respetando lo establecido en los Tratados de Libre Comercio suscritos por México, Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios incluyen en sus contrataciones de obra pública, requisitos de contenido nacional. El detalle de este requerimiento se incluye en el apartado 5.3.4 de este documento.

- Por otra parte, se conformó un grupo de trabajo con la participación de cámaras y asociaciones industriales con la finalidad de colaborar en temas relativos al contenido nacional. Como parte de las primeras acciones, Petróleos Mexicanos solicitó al grupo de trabajo información relacionada con la oferta nacional de los bienes que producen, así como el grado de integración nacional de éstos, con la finalidad de establecer correctamente los mínimos de contenido nacional en los contratos de obra pública, alineados a la disponibilidad nacional. Al día de hoy se ha recibido información parcial.
- Desarrollo de proveedores y contratistas. Se apoyó el desarrollo integral de proveedores y contratistas establecidos en México, con énfasis en las pequeñas y medianas empresas (PYMES), a fin de contar con una proveeduría nacional eficiente y competitiva que satisfaga cada vez en mayor medida la demanda de bienes y servicios de Petróleos Mexicanos. Se instrumentaron Proyectos de Desarrollo de Proveedores y Contratistas con apoyos de asistencia técnica orientados a recursos críticos, como la fabricación de espárragos, mantenimiento de equipo de compresión y de ductos marinos. Asimismo se otorgaron apoyos de asistencia financiera a PYMES con contratos vigentes con PEMEX. Se llevaron a cabo actividades para fortalecer la relación con proveedores y contratistas, entre las que destacan: difusión de las necesidades de demanda en el mediano plazo, impulso a las compras a pequeñas y medianas empresas y promoción de los apoyos financieros y técnicos a proveedores actuales y potenciales.

5.3.3 CONTENIDO NACIONAL ESTIMADO EN LAS CONTRATACIONES DE BIENES, SERVICIOS Y OBRA PÚBLICA

El indicador de contenido nacional estimado para el periodo 2008-2010, muestra un incremento de 3.1 puntos porcentuales, al pasar de 35.6% en el periodo 2007-2009 a 38.7%.

CONTENIDO NACIONAL EN PETRÓLEOS MEXICANOS			
	2006-2008	2007-2009	2008-2010
Consolidado PEMEX	35.1%	35.6%	38.7%
Bienes	18.6%	23.3%	29.9%
Servicios y arrendamientos	22.6%	22.7%	29.1%
Obra pública y servicios relacionados	52.0%	50.4%	48.4%

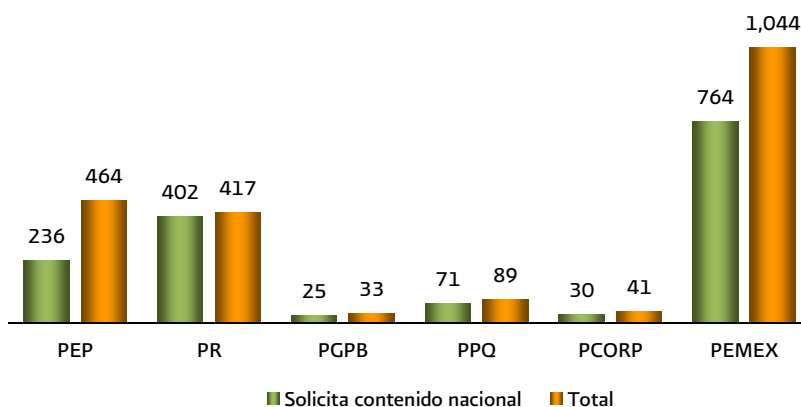
Fuente: Dirección Corporativa de Operaciones. Petróleos Mexicanos.

Este indicador se reportó en el Plan de Negocios 2012-2016, que fue aprobado el 6 de julio de 2011 en el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos.

5.3.4 REQUISITOS DE CONTENIDO NACIONAL EN CONTRATACIONES DE OBRA PÚBLICA

Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios incluyen requisitos de contenido nacional en sus contrataciones de obras públicas.

LICITACIONES DE OBRA QUE SOLICITAN CONTENIDO NACIONAL, 2011



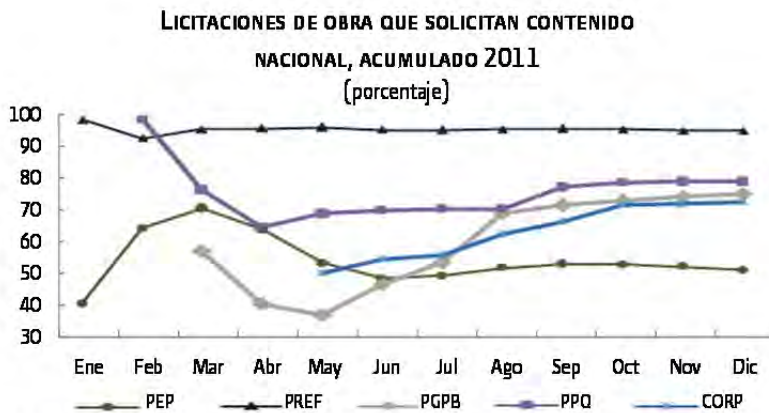
Fuente: Petróleos Mexicanos.

En 2010 se estableció este requisito en 67% de las licitaciones de obra pública, mientras que en 2011 este porcentaje se incrementó a 73%.



Fuente: Petróleos Mexicanos.

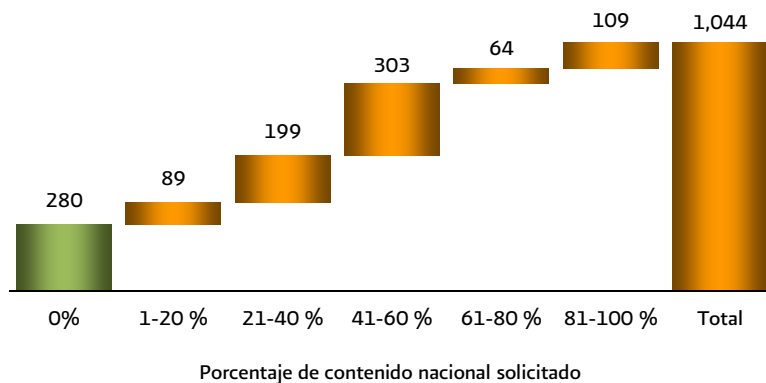
A continuación se presenta el desglose de estas solicitudes por Organismo Subsidiario.



Fuente: Petróleos Mexicanos.

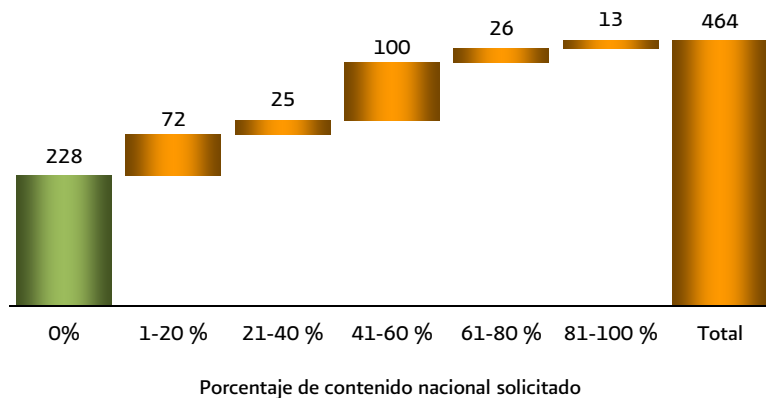
Tal como puede apreciarse en las siguientes gráficas, en 48% de las licitaciones se solicitó un porcentaje mínimo de contenido nacional de entre 21% y 60%.

**PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS
(licitaciones)**

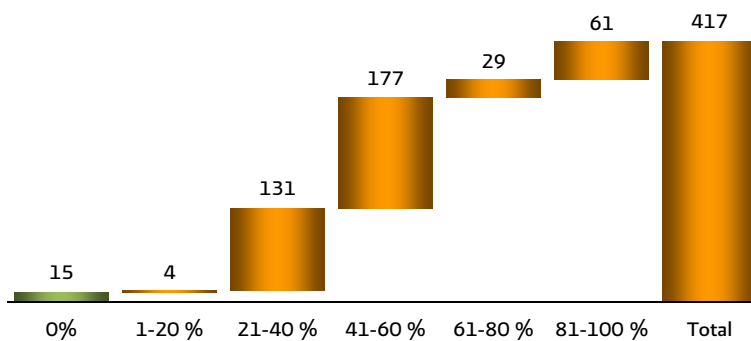


Fuente: Petróleos Mexicanos.

**PEMEX-EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN
(licitaciones)**

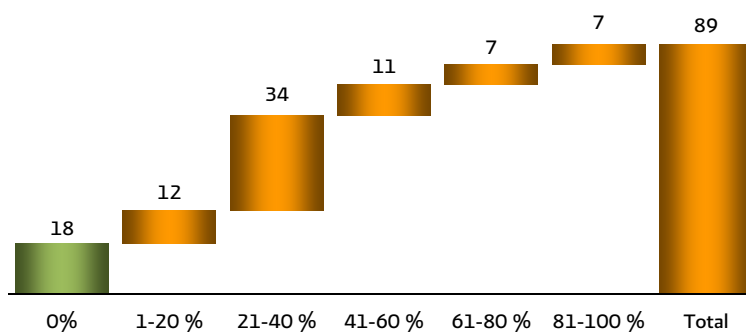


Fuente: Petróleos Mexicanos.

**PEMEX-REFINACIÓN
(licitaciones)**


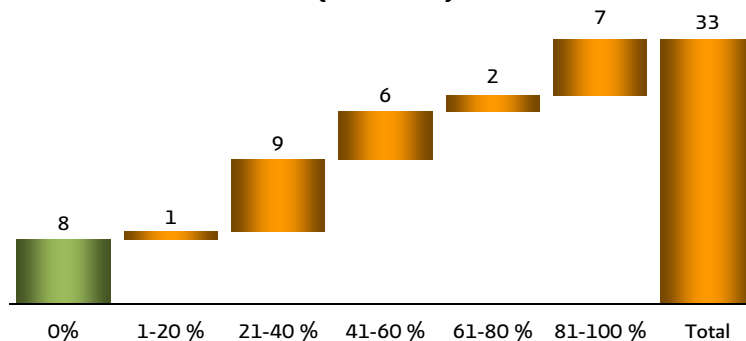
Porcentaje de contenido nacional solicitado

Fuente: Petróleos Mexicanos.

**PEMEX-PETROQUÍMICA
(licitaciones)**


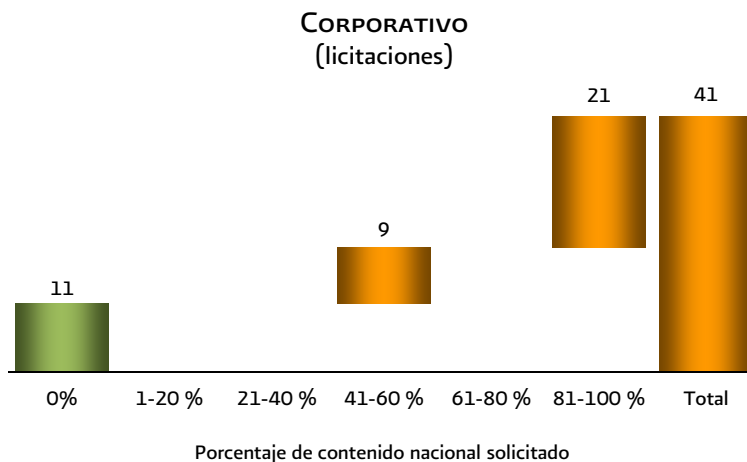
Porcentaje de contenido nacional solicitado

Fuente: Petróleos Mexicanos.

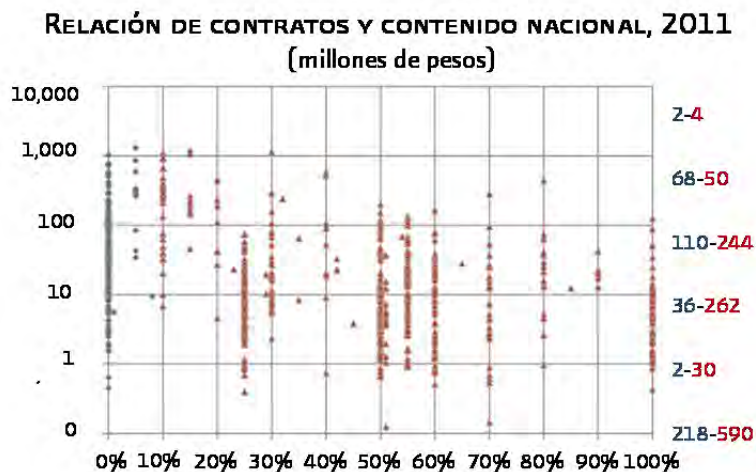
**PEMEX-GAS Y PETROQUÍMICA BÁSICA
(licitaciones)**


Porcentaje de contenido nacional solicitado

Fuente: Petróleos Mexicanos.



Fuente: Petróleos Mexicanos.

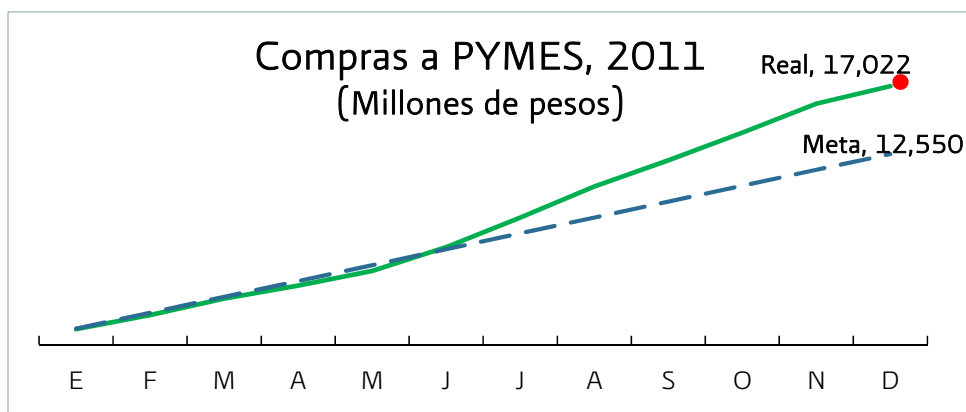


Fuente: Petróleos Mexicanos.

Se relaciona el monto del contrato con el contenido nacional exigido en la licitación que le dio origen, donde cada punto de la gráfica representa un contrato. Por ejemplo, en el rango de contrato de 1 a 10 millones de pesos, 36 no solicitaron contenido nacional, mientras que 262 sí lo exigieron.

5.3.5 CONTRATACIONES A PYMES

Se da seguimiento a los montos contratados por las pequeñas y medianas empresas, a pesar de que su participación en el total de compras de la industria petrolera es poco significativa. El Subcomité de Compras del Gobierno Federal, en apoyo al desarrollo de las PYMES, estableció como meta para Petróleos Mexicanos la contratación de 12,550 millones de pesos para 2011. Durante el año, se cerraron contratos con PYMES por 17,022 millones de pesos, monto 36% superior a la meta.



Nota. Incluye bienes, servicios y obra pública

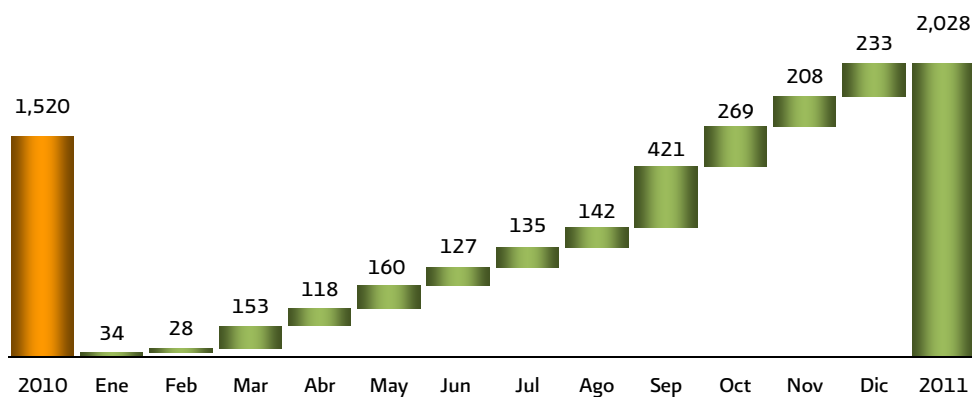
Cabe destacar que en el ejercicio 2010, la meta establecida de 8,243 millones de pesos fue superada en 83%, al registrarse compras a PYMES por 15,145 millones.

5.3.6 FINANCIAMIENTO A TRAVÉS DEL FIDEICOMISO PEMEX (FISO)

Los proveedores y contratistas tienen acceso a productos financieros a través del Fideicomiso constituido en Nacional Financiera para Promover el Desarrollo de Proveedores y Contratistas Nacionales para la Industria Petrolera Estatal (FISO).

En 2011, la canalización de recursos financieros a proveedores y contratistas de Petróleos Mexicanos, a través del FISO fue de 2,028 millones de pesos, monto 33.4% por arriba de lo otorgado en 2010.

FINANCIAMIENTO A PROVEEDORES Y CONTRATISTAS, FIDEICOMISO PEMEX
(millones de pesos)



Fuente: Nafin.

5.3.7 AVANCES EN DESARROLLO DE PROVEEDORES Y CONTRATISTAS

En 2011 se logró avanzar en las tres primeras etapas del proceso de desarrollo de proveedores y contratistas de Pemex:

- En proceso de diagnóstico se tienen tres grandes proyectos: mantenimiento de equipos de compresión, fabricación de espárragos y mantenimiento de ductos marinos (Sistema 1). Se toman como criterios de evaluación el incremento del contenido nacional, la atención a las necesidades operativas actuales y futuras de Petróleos Mexicanos, el desarrollo industrial, la atención a proveedores y contratistas, la importancia que tiene la empresa para Pemex y la participación de Pemex en las ventas de la empresa. Asimismo, se consideró a aquellas empresas cuya relación comercial favorezca la integración de cadenas productivas.
- En proceso de interacción se hallan grandes proyectos y dos empresas: Chicontepec, cabezales, sellos mecánicos y lentes de protección graduados.
- En proceso de concertación se encuentran cuatro empresas y un proyecto regional.

La implantación de los tres proyectos de desarrollo a los que se hace referencia en la primera viñeta, traerán consigo un impacto positivo en el desarrollo de más de 100 proveedores y contratistas de Petróleos Mexicanos.

ETAPAS DE PROYECTOS DE DESARROLLO DE PROVEEDORES Y CONTRATISTAS



Se trabajó en estrecha colaboración con el grupo intersecretarial coordinado por la Secretaría de Economía, como mecanismo de comunicación entre los diferentes actores del Gobierno Federal que participan en el esfuerzo de desarrollo de proveedores y contratistas.

En el Comité Técnico de FISO participan Nacional Financiera y Pemex, así como las secretarías de Energía, Hacienda y Economía. En él se aprobaron los siguientes tres proyectos:

- Incremento de contenido nacional en las adquisiciones de espárragos para la industria petrolera.
- Fortalecimiento de la cadena de valor para la provisión de servicios de mantenimiento para equipo de compresión.
- Incorporación y desarrollo de PYMES nacionales en servicios de mantenimiento de ductos marinos y estaciones de bombeo.

Petróleos Mexicanos fortaleció su relación con proveedores y contratistas a través de una mayor difusión de su Estrategia y necesidades. Ésta se llevó a cabo a través de Internet, medios impresos, participación en eventos de difusión del Gobierno Federal y de cámaras y asociaciones del sector privado, y mediante reuniones con proveedores actuales y potenciales de Pemex en las principales ciudades petroleras.

Entre los principales documentos que se publicaron y divulgaron a proveedores y contratistas de Petróleos Mexicanos en 2011, se encuentran:

- El Régimen Especial de contratación a Cámaras y Asociaciones Industriales.
- El Programa Anual de Adquisiciones, Servicios y Obra para Actividades Sustantivas de Carácter Productivo.
- El Pronóstico Quinquenal de Demanda que incluye los bienes y servicios que contratará Petróleos Mexicanos mediante adquisiciones u obra pública en el periodo 2011-2015. Este pronóstico permitirá a los proveedores de servicios y fabricantes de bienes, realizar una planeación a mediano plazo con base en las necesidades de Petróleos Mexicanos. Asimismo, servirá como elemento de análisis para identificar los recursos críticos en los cuales Petróleos Mexicanos enfocará la estrategia de desarrollo de proveedores y contratistas.

5.4 TECNOLOGÍA DE INFORMACIÓN Y PROCESOS DE NEGOCIO

REESTRUCTURA DE LA DCTIPN

En 2011, conforme a las disposiciones del Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos y en apego a la normatividad vigente, la DCTIPN concluyó con el diseño de su microestructura y elaboró la documentación sobre los puestos, perfiles y funciones de esta nueva estructura organizacional. Una vez finalizada, fue turnada a la Subdirección de Recursos Humanos y Relaciones Laborales para su estudio, acreditación y autorización.

SOPORTE A LA CADENA DE VALOR

Con el fin de darle mayor soporte a los procesos sustantivos de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios, la DCTIPN llevó a cabo el proyecto de mejoras en el monitoreo de datos, en tiempo real, de las instalaciones de *downstream* (Pemex-Refinación, Pemex-Gas y Petroquímica Básica y Pemex-Petroquímica) y de las nuevas instalaciones de producción de petróleo crudo. Cabe remarcar, que la DCTIPN tuvo un avance significativo en la integración de variables al proceso de *downstream*.

Por otra parte, para asegurar la calidad de los productos elaborados en las seis refinerías de Petróleos Mexicanos, la DCTIPN puso en operación el sistema que lleva el control de sus laboratorios.

Así mismo, con el propósito de darle soporte a los procesos de geofísica y geosísmica, la DCTIPN realizó la implantación de software técnico y servicios especializados e inició con el análisis y el diseño del Sistema de Información de Administración de Producción, que apoyará a Pemex-Exploración y Producción en el desarrollo de sus funciones.

De igual manera, la DCTIPN brindó apoyo técnico especializado a Pemex-Refinación para la integración al sistema SCADA de Petróleos Mexicanos de 129 sitios, previamente automatizados por este Organismo Subsidiario; lo que corresponde a siete sistemas de transporte por ducto (poliductos). Por otra parte, la DCTIPN contribuyó en la transmisión de información operativa a la sala de la Coordinación de Transporte de la Subdirección de Ductos, los sitios involucrados son los siguientes:

- Tuxpan-Azacapotzalco
- Minatitlán-Azacapotzalco
- Cadereyta-Satélite
- Salamanca-Guadalajara
- Tula-Salamanca
- Tula-Toluca

- Salamanca-Aguascalientes-Zacatecas

Con el fin de garantizar la compatibilidad entre la infraestructura, con la que actualmente se está operando, y el sistema SCADA de Petróleos Mexicanos, la DCTIPN elaboró las especificaciones técnicas de los siguientes equipos e instrumentos de campo:

- Computadores de flujo,
- Unidades Terminales remotas (alámbricas e inalámbricas),
- Radios de comunicación y antenas satelitales,
- Protocolos de comunicación,
- Unidades de potencia ininterrumpibles,
- Actuadores (sistemas de control),
- Transmisores,
- Interfaz hombre-máquina, etc.

La DCTIPN proveyó a Pemex-Gas y Petroquímica Básica los servicios de monitoreo y control de la red nacional de gasoductos, junto con los de recolección, administración y envío al sistema de facturación, vía SAP, de las mediciones electrónicas registradas en cada uno de los sitios de transferencia de custodia integrados al sistema SCADA; reduciendo así el costo, el tiempo y los errores humanos en el proceso de facturación.

Cabe destacar la confiabilidad del sistema SCADA de Petróleos Mexicanos, que tiene mecanismos que permiten controlar incidentes y minimizar la cantidad de productos emitido a la atmósfera, contribuyendo así la DCTIPN con el Sistema de Seguridad Industrial, Salud Ocupacional y Protección Ambiental de Petróleos Mexicanos.

La DCTIPN definió la estrategia de integración de los Sistemas de Información Geográfica de Petróleos Mexicanos; al momento cuenta con avances importantes en la geolocalización de pipas y barcos.

SISTEMA DE GESTIÓN POR PROCESOS (SGP)

Para fortalecer la gobernabilidad del SGP, la DCTIPN actualizó las reglas de operación de los Cuerpos de Gobierno, que los dota de mayor flexibilidad en su funcionamiento.

Con el patrocinio del Grupo Directivo de Petróleos Mexicanos, la DCTIPN puso en operación los 10 Cuerpos de Gobierno, que corresponden a los procesos definidos en el Catálogo Institucional, para gestionar la mejora y homologación de los procesos sustantivos y de soporte de la cadena de valor. Con la operación de los Cuerpos de Gobierno se propicia una mayor coordinación y cohesión operativa, tanto en el ámbito productivo como en las actividades de soporte, en Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios. Toda la documentación que

sustenta la conformación y operación de los cuerpos de gobierno puede ser consultada por los trabajadores de Petróleos Mexicanos en el portal colaborativo intranet del SGP.

INICIATIVAS SGP

El SGP exige, entre otras acciones, instrumentar proyectos que contribuyan a las mejores prácticas, optimizar las operaciones del negocio y contribuir a la generación de valor de Petróleos Mexicanos, sus Organismos Subsidiarios y de PMI Comercio Internacional, S.A. de C.V. Bajo este contexto, la DCTIPN inició en enero de 2011 la implementación de la Solución de Negocio para el Proceso de Finanzas a nivel Institucional que, junto con el proyecto de Suministros, es la base para la integración de una plataforma tecnológica única en Petróleos Mexicanos, que soportará a los procesos de negocio con sistemas estandarizados.

ARQUITECTURA TECNOLÓGICA

Durante 2011, la DCTIPN desarrolló las arquitecturas y estándares para la operación de los siguientes servicios:

- Seguridad Física: Sistemas de Control de Acceso y CCTV;
- Aplicaciones Móviles;
- Portales y Aplicaciones Web;
- Sistemas Industriales y @ditep;
- Contenido Empresarial.

Así mismo, elaboró los “Lineamientos de Uso de Bienes y Servicios de TI para Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios”.

INTEGRACIÓN DE LOS SISTEMAS DE INFORMACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS

Como parte del proceso de integración en la Dirección Corporativa de Tecnología de Información y Procesos de Negocio, se desarrollaron las siguientes acciones:

- Homologó el Sistema de Administración de Correspondencia (SAC) y el Sistema Institucional de Disciplina Operativa (SISDO), junto con sus procesos, para su uso a nivel institucional.
- En los sistemas ERP y CRM de Pemex-Gas y Petroquímica Básica, configuró el proceso comercial de la empresa MGI Trading para la exportación e importación de gas LP y la importación de gas butano, integrándolo con los procesos de finanzas, logístico y comercial.
- Desarrolló el Sistema de Información para apoyar el proceso de distribución de medicamentos; con el que se garantiza su disponibilidad y se asegura su control interno, desde la planeación hasta su pago y consumo.

- Desarrolló el Sistema de Ventas de Primera Mano en Pemex-Refinación, incluyendo la firma electrónica de contratos.

PLATAFORMA DE CONTENIDO EMPRESARIAL

La DCTIPN desarrolló un proyecto para establecer la Plataforma de Contenido Empresarial única para Petróleos Mexicanos, Organismos y Empresas Filiales.

Como resultado de este proyecto, Petróleos Mexicanos ya cuenta con su Plataforma de Contenido Empresarial, que tiene definido un Marco de Gobierno, un Modelo de Organización de la Información (con una taxonomía única), un Catálogo de Tipos Documentales, una estrategia de Ciclo de Vida de la Información y un Catálogo Único de Disposición Documental, elementos que permitirán que la información generada por los procesos de negocio se integre en un repositorio institucional, el cual constituirá el acervo documental para la gestión de los procesos.

Adicionalmente, el proyecto estableció las definiciones para los servicios de ingesta (acopio) y consulta, junto con la arquitectura tecnológica, que permitirá que todo nuevo proyecto que se desarrolle en Petróleos Mexicanos se alinee con una visión institucional de la información y que se integre la documentación existente en otros ambientes, con el fin de facilitar la gestión documental dentro de Petróleos Mexicanos.

TELECOMUNICACIONES

La DCTIPN llevó a cabo diferentes iniciativas para garantizar el suministro eficiente de los servicios de datos, voz y video. Con esto, contribuyó en la cadena de valor de Petróleos Mexicanos.

La DCTIPN integró a nivel nacional el servicio de red inalámbrica "PEMEX Móvil". Mediante este servicio, los trabajadores de Petróleos Mexicanos tienen acceso, dentro de las instalaciones de la empresa que cuentan con esta cobertura, a sus aplicaciones de negocio, correo electrónico e Internet; a través de los diferentes tipos de equipos de cómputo portátil (*laptops, BlackBerries, iPhones, iPads, etc.*). Además, implementó el servicio inalámbrico de "PEMEX Visitas", que ofrece acceso a Internet, dentro de las instalaciones del Centro Administrativo de la Ciudad de México, a proveedores y contratistas de Petróleos Mexicanos.

Así mismo, la DCTIPN puso en operación el servicio de Mensajería Unificada (Lync), que incorpora el servicio de llamadas telefónicas y videoconferencia, mejorando la colaboración entre los empleados de Petróleos Mexicanos y logrando ahorros significativos al disminuir la adquisición de equipos y las comisiones administrativas. A través de este servicio, la DCTIPN proporcionó 54,272 videoconferencias, equivalentes a 125,458 horas/sala de videoconferencia, con una participación de aproximadamente 320,000 usuarios en 486 salas a nivel nacional.

ATENCIÓN A USUARIOS FINALES

La DCTIPN definió la estrategia de consolidación y estandarización de los procesos de gestión, soporte y monitoreo de las áreas de TI, mediante el desarrollo del proyecto “ERP de TI”.

A través de este proyecto, la DCTIPN:

- Establece la mesa única de servicios, que atiende aproximadamente a 70,000 usuarios,
- Homologa los procesos de TI conforme a las mejores prácticas,
- Automatiza 14 procesos de TI para administrar los servicios de negocio de Petróleos Mexicanos,
- Desarrolla una plataforma unificada para la planeación y gobierno de los servicios de TI.
- Los procesos automatizados fueron:
 - Estrategia del Servicio:
 - Gestión del Portafolio de Servicios
 - Gestión Financiera
 - Gestión de la Demanda
 - Diseño del Servicio:
 - Gestión de Capacidades
 - Gestión de la Disponibilidad
 - Gestión de Niveles de Servicio
 - Gestión del Catálogo de Servicios
 - Gestión de Proveedores
 - Transición del Servicio:
 - Gestión de Cambios
 - Gestión de Activos de Servicio y Configuración
 - Gestión de Liberaciones e Implementación
 - Operación del Servicio:
 - Gestión de Requerimientos de Servicio
 - Gestión de Incidencias
 - Gestión de Problemas

Durante el año 2011, se recibieron 419,038 solicitudes de servicio e incidentes a través del Centro Nacional de Atención a Usuarios (CENAC) los cuales fueron canalizados y atendidos por la Gerencia de Servicio de Usuarios Finales y las diferentes Gerencias que conforman la DCTIPN.

INFRAESTRUCTURA DE TI

La DCTIPN llevó a cabo la consolidación nacional de los centros de cómputo de Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y PMI Comercio Internacional, S.A. de C.V. Para conseguir esto, realizó la migración de diversos servicios de TI y consolidó infraestructura de cómputo y telecomunicaciones, quedando hasta el momento cuatro centros de cómputo en el Centro Administrativo de la Ciudad de México y 205 a nivel nacional, lo que permitirá ahorrar 91 KVA de consumo eléctrico, 2,220,000 BTU/Hr. y liberar 648 m² de espacio.

Con la consolidación de la infraestructura de almacenamiento y procesamiento de información se aprovisionaron servicios de cómputo para la Iniciativa Financiera del Sistema de Gestión por Procesos y para la implementación de la Plataforma de Contenido Empresarial.

Con una cobertura del servicio a nivel nacional, la DCTIPN contrató en forma consolidada e innovadora el servicio de mantenimiento preventivo y correctivo de Hewlett Packard, así como los derechos de uso, actualización y soporte del software correspondiente, obteniendo un ahorro del 41%, comparado con esquemas de contratación anteriores, y preparando la infraestructura tecnológica para proporcionar servicios en un esquema de nube.

Para atender las necesidades y requerimientos de infraestructura tecnológica, para apoyar los Procesos Industriales y Técnicos Especializados de Exploración y Producción, la DCTIPN adquirió 18,214 equipos (computadoras, estaciones de trabajo, escáneres, impresoras, equipos de videoconferencia, entre otros), obteniendo un ahorro de más 12 millones de dólares con respecto al presupuesto estimado; lo anterior como consecuencia de la homologación de tipos de equipos, del aprovechamiento de economías de escala y de propuestas económicas competitivas presentadas directamente por los fabricantes de los equipos.

La DCTIPN aprovisionó capacidad de cómputo para las siguientes iniciativas y los siguientes proyectos:

- Sistema de Gestión por Procesos: SIRHN, Finanzas, Suministros y Otros, con una capacidad de 1.2 millones de SAPS y 470 TB de almacenamiento, con un ahorro de más del 60% en precios de lista.
- Plataforma Tecnológica Base, con una capacidad de almacenamiento de 470 TB, consiguiendo un ahorro de 785,000.00 USD con relación al estudio de mercado.
- Proyecto "ERP de TI", incluye: 32 servidores (físicos y virtuales), 4 balanceadores de comunicaciones, 9 TB de almacenamiento e integración al sistema de respaldo de toda la

infraestructura del proyecto.

- Comunicaciones Unificadas, que incluye nueve servidores.
- Seguridad en el acceso a la red de Petróleos Mexicanos, que integra 28 equipos con el rol de servidores de dominio.

Al cierre de 2011 se registró un avance del 72% en la implantación del MAAGTIC.

6. PRINCIPALES RESULTADOS OPERATIVOS

6.1 PRINCIPALES RESULTADOS OPERATIVOS CONSOLIDADOS

En el Presupuesto de Egresos de la Federación se presenta la estrategia programática de Petróleos Mexicanos. Las metas estratégicas consolidadas comprometidas para 2011, así como su cumplimiento conforme a la estructura del PEF, se presentan a continuación:

METAS ESTRATÉGICAS PARA PETRÓLEOS MEXICANOS (CONSOLIDADO) PRESUPUESTO DE EGRESOS DE LA FEDERACIÓN 2011

CONCEPTO	UNIDAD DE MEDIDA	META	ALCANZADO	CUMPL. %
PERFORAR POZOS ^{1/}				
Exploratorios	Pozos	54	33	61.1
Desarrollo	Pozos	1,016	1,001	98.5
PRODUCIR				
Petróleo crudo	Miles de barriles diarios	2,550.0	2,550.1	100.0
Gas natural ^{2/}	Millones de pies cúbicos diarios	6,524.4	6,594.1	101.1
Condensados ^{3/}	Miles de barriles diarios	48.8	50.7	103.9
Gas seco ^{4/}	Millones de pies cúbicos diarios	3,684.7	3,691.6	100.2
Petrolíferos y gas licuado	Miles de barriles diarios	1,598.0	1,378.7	86.3
Petrolíferos ^{5/}	Miles de barriles diarios	1,382.7	1,169.4	84.6
Gas licuado ^{6/}	Miles de barriles diarios	215.4	209.3	97.2
Petroquímicos ^{7/}	Miles de toneladas	17,512.7	15,124.6	86.4
COMERCIALIZAR				
EN EL MERCADO INTERNO				
Petróleo crudo	Miles de barriles diarios	1,359.0	1,172.2	86.3
Gas seco	Millones de pies cúbicos diarios	3,219.8	3,385.1	105.1
Petrolíferos y gas licuado	Miles de barriles diarios	1,872.7	1,786.7	95.4
Petrolíferos ^{5/}	Miles de barriles diarios	1,585.2	1,501.9	94.7
Gas licuado	Miles de barriles diarios	287.4	284.8	99.1
Petroquímicos	Miles de toneladas	5,649.1	4,251.4	75.3
Básicos	Miles de toneladas	1,094.4	514.4	47.0
Desregulados	Miles de toneladas	4,554.7	3,737.0	82.0
EN EL MERCADO EXTERNO				
EXPORTACIONES				
Petróleo crudo	Miles de barriles diarios	1,149.0	1,337.9	116.4
Condensados	Miles de barriles diarios	-	0.7	-
Gas seco	Millones de pies cúbicos diarios	-	1.3	-
Petrolíferos y gas licuado	Miles de barriles diarios	73.1	108.9	149.0
Petrolíferos	Miles de barriles diarios	72.7	107.4	147.7
Gas licuado ^{8/}	Miles de barriles diarios	0.4	1.5	375.0
Gasolinas naturales	Miles de barriles diarios	67.8	75.2	110.9
Petroquímicos	Miles de toneladas	709.0	458.0	64.6
IMPORTACIONES				
Gas seco	Millones de pies cúbicos diarios	502.7	790.8	157.3
Petrolíferos y gas licuado	Miles de barriles diarios	526.3	678.2	128.9
Petrolíferos	Miles de barriles diarios	447.1	595.8	133.3
Gas licuado	Miles de barriles diarios	29.4	39.3	133.7
Propano	Miles de barriles diarios	0.0	42.5	-
Butano	Miles de barriles diarios	49.8	0.6	1.2
Petroquímicos	Miles de toneladas	428.7	98.3	22.9

1/ Se refiere a pozos terminados. No incluye proyectos especiales ni pozos accidentados.

2/ Corresponde a la meta consignada en el PEF.

3/ Condensados amargos y recirculados entregados a plantas.

4/ Gas seco de criogénicas y plantas de absorción.

5/ Incluye gasnafta de Pemex-Petroquímica.

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

7/ Incluye la producción de PPQ y PR; y azufre, etano y naftas (gasolinas naturales) de GGPB. No incluye gasnafta de PPO por ser un petrolífero.

8/ Incluye butanos.

Fuente: Presupuesto de Egresos de la Federación 2011, Base de Datos Institucional.

6.1.1 EXPLORACIÓN

En 2011, la adquisición de información sísmica^{5/} tridimensional (3D) alcanzó 44,288 kilómetros cuadrados, 78.7% superior al reportado el año previo, se logró principalmente por la entrada en operación del “barco dedicado” en aguas profundas, en donde las actividades se efectuaron en los proyectos Área Perdido, Golfo de México B, Golfo de México Sur y Cuichapa. Destaca la Región Norte con 36,796.6 kilómetros cuadrados, de los cuales 97.2% fueron de exploración y 2.8% de desarrollo.

Durante 2011 se obtuvieron 3,388.3 kilómetros de información sísmica 2D, en su totalidad en la Región Norte, cifra 43.8% mayor a la registrada en 2010, debido a que se adelantó la adquisición de los estudios Loma Bonita y Piedras Negras. Este último con el objeto de dar prioridad a la prospección de localizaciones de gas en lutitas (*Shale Gas*),^{6/} para lo cual se adquirieron 1,639 kilómetros de sísmica 2D, logrando mejorar la interpretación del *play*^{7/} no convencional Cretácico Superior *Eagle Ford*, en el que se perforaron los pozos Montañez-1 y Nómada-1, que actualmente se encuentran en la etapa de terminación. Prosigue la evaluación del potencial del *play*, con la generación y aprobación de nuevas localizaciones exploratorias de gas en lutitas.

Durante 2011 se terminaron 1,034 pozos^{8/} (en 2010 no se incluyen un proyecto especial ni dos pozos accidentados y en 2011 no incluye un proyecto especial), 20.6% menos que en el año anterior. A exploración le correspondieron 33 pozos, que representó un cumplimiento de 61.1%, y 1,001 pozos a desarrollo, con un cumplimiento de 98.5%, debido a atrasos en las operaciones y en la llegada de equipos de perforación. Del total de pozos, 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: 11.8% Sur, 2.9% Marina Noreste y 2% Marina Suroeste. Con relación a la meta se tuvo un cumplimiento de 96.6%.

- Del total de pozos de exploración, 16 pozos resultaron exitosos, siete de crudo, tres de gas y seis de gas y condensados, que significó 48.5% de éxito en esta actividad, 10.5 puntos porcentuales menos, si se compara con 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. Esta región participó con seis pozos exitosos, que representaron 37.5% del total. La

5/ 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.

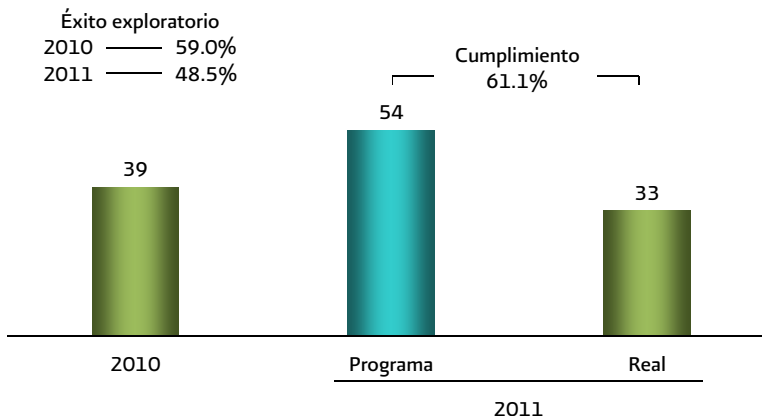
6/ Las lutitas gasíferas se clasifican como yacimientos de hidrocarburos no convencionales debido a que la roca generadora funciona también como roca almacén, la cual requiere tratamientos a gran escala, tales como fracturamiento hidráulico masivo, para hacerla producir hidrocarburos a ritmos comerciales.

7/ Play: Grupo de prospectos de campo que comparten similitudes geológicas.

8/ No incluye proyectos especiales ni pozos accidentados.

Región Marina Suroeste contribuyó con 24.2% de los pozos terminados, así como con seis pozos exitosos, y la Región Sur con el restante 21.2%, de los que cuatro pozos fueron exitosos, equivalentes al 25% del total. En el caso de los pozos de exploración en aguas profundas, en 2011 se terminaron tres pozos Piklis-1, Nen-1 y Puskon-1, de los cuales los dos primeros resultaron productores de gas, mientras que el último no fue exitoso.

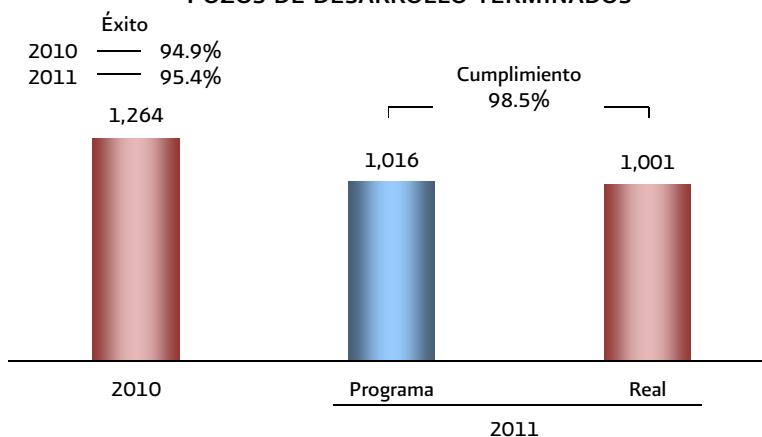
POZOS DE EXPLORACIÓN TERMINADOS



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

- Asimismo de la totalidad de pozos de desarrollo, 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 84.2% y 11.5%, respectivamente, al total de pozos de desarrollo terminados. El éxito en esta actividad fue 95.4%, mayor 0.5 puntos porcentuales respecto al año previo.

POZOS DE DESARROLLO TERMINADOS



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

Por regiones, los resultados fueron:

- **Región Norte.** Se terminaron 843 pozos de desarrollo, 24.2% menos que el año previo, por cambio de estrategia. Del total, 60.9% de los pozos de esta región se ubicaron en el Activo Integral Aceite Terciario del Golfo, 20.5% en Burgos, 15.8% en Poza Rica-Altamira y 2.8% en Veracruz. El cumplimiento de la meta fue 103.3%. Respecto a los pozos exploratorios, se concluyeron 18 pozos lo cual representó un cumplimiento de 54.5%. La principal desviación ocurrió en el proyecto Integral Burgos, donde se terminaron 14 pozos de 23 programados, debido a que se difirieron seis pozos por la proporción de pozos improductivos con los que se tenía dependencia, en el área Múzquiz se difirieron dos pozos por altos costos de perforación y uno más por espera en interpretación de inversión sísmica. En el Activo Integral Veracruz se terminaron tres pozos de ocho programados, ya que hubo tres pozos diferidos por la reinterpretación de sísmica y dos por problemas mecánicos de pozos antecesores. En el proyecto Área Perdido no se realizó la perforación del pozo programado, ya que la plataforma llegó con retraso y se decidió iniciar con el pozo Talipau-1 que terminó en 2012.
- **Región Sur.** Concluyeron 115 pozos de desarrollo, 0.9% más de lo registrado en 2010, debido a que se programó mayor actividad en 2011, principalmente en el campo Samaria Somero del Activo Integral Samaria-Luna. Del total de pozos, al Activo Integral Cinco Presidentes correspondieron 49.6%, Samaria-Luna 33.9%, Bellota-Jujo 7.8%, Macuspana 6.1% y Muspac 2.6%. El cumplimiento de la meta fue 81.6%, resultado de los retrasos en los trabajos de perforación y terminación de pozos. En el caso de los pozos exploratorios, se terminaron siete de 12 pozos programados, por retraso en las operaciones de pozos antecesores, derivado de problemas mecánicos.
- **Región Marina Noreste.** Se terminaron 30 pozos de desarrollo, 11.1% más que en el año previo, originado por la terminación de tres pozos en Cantarell y dos pozos de Ku-Maloob-Zaap, no programados, así como la conclusión anticipada de los pozos Cantarell 3033H y Cantarell 2100H. El cumplimiento de la meta fue 68.2%, el Activo integral Cantarell participó con 60% del total y Ku-Maloob-Zaap con 40%. En esta región no se terminó ningún pozo exploratorio, dado que se difirió para 2012 la terminación del pozo Ku-301 que estaba programada, debido al retraso en la contratación de la plataforma.
- **Región Marina Suroeste.** Los pozos de desarrollo terminados en esta región fueron 13, más de lo reportado el año previo en 18.2%, resultado de la terminación fuera de programa de los pozos Ixtal 69 e Ixtal 29, así como la terminación retrasada del pozo Ixtal 84 del Activo Integral Abkatún-Pol Chuc. Destacan siete pozos del Activo Integral Litoral de Tabasco y seis de Abkatún-Pol Chuc. El cumplimiento respecto a la meta fue 86.7%. El cumplimiento en la terminación de pozos exploratorios fue de 100%, al

concluir los ochos pozos programados.

En 2011, del total de pozos terminados, 8.4% correspondió a pozos multilaterales, horizontales y no convencionales.

Durante 2011 se realizaron 5,369 intervenciones a pozos, el cumplimiento del programa fue 190.5%, con lo cual se obtuvo una producción incremental promedio de 184 mil barriles diarios de crudo y 485 millones de pies cúbicos diarios de gas. Destaca la Región Norte con 4,026 intervenciones (75%), siendo los activos integrales Aceite Terciario del Golfo, Burgos y Poza Rica-Altamira los que más actividad reportaron.

6.1.2 RESERVAS DE HIDROCARBUROS^{9/}

Al 1 de enero de 2012, las estimaciones de reservas totales (3P) probadas, probables y posibles, fueron 43,837.3 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.^{10/} Por tipo, 31.5% corresponden a reservas probadas, 28.2% a probables y 40.3% a reservas posibles.

Del total de reservas 3P, la Región Norte concentra 43% (18,689 millones de barriles de petróleo crudo equivalente). En particular, el proyecto Aceite Terciario del Golfo, Chicontepec, concentra la mayor acumulación de reservas totales con 17,036.6 millones de barriles, uno de los retos de extracción más importantes del país. Le siguen en orden de importancia la Región Marina Noreste con una participación de 29% (12,526.3 millones de barriles), la Región Marina Suroeste con 16.1% (7,054.4 millones de barriles) y la Región Sur con 12.7% (5,567.7 millones de barriles).

En cuanto a las reservas probadas, la Región Marina Noreste concentra 44.5% del total equivalente a 6,139.4 millones de barriles. En esta región destacan los campos Akal, Ku, Maloob y Zaap que en conjunto representan más del 80% de las reservas de la región.

9/ La información de reservas de hidrocarburos fue dictaminada favorablemente por la comisión nacional de hidrocarburos el 24 de febrero de 2012 con base en su resolución cnh.e.01.001/12 tal y como se señala en los términos del artículo 10 del Reglamento de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo. Solo resta la publicación por parte de la Secretaría de Energía tal y como se señala en el artículo 33, fracción XX de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal.

10/ La evaluación de reservas probadas se realizó de acuerdo a las definiciones emitidas por *Securities and Exchange Commission* (SEC) de Estados Unidos y considerando las nuevas disposiciones, vigentes a partir del 1 de enero de 2010, de las cuales destaca que la evaluación de las reservas probadas debe considerar los precios promedio de aceite y gas del año inmediato anterior, calculado con base en los valores registrados al primer día de cada mes. Las reservas probables y posibles, fueron estimadas de acuerdo con las definiciones emitidas por la *Society of Petroleum Engineers* (SPE), por los comités del *World Petroleum Council* (WPC) y por la *American Association of Petroleum Geologists* (AAPG).

EVOLUCIÓN DE LAS RESERVAS DE HIDROCARBUROS AL 1 DE ENERO
(millones de barriles de petróleo crudo equivalente)

	2011	2012
Probada	13,796.0	13,810.3
Probable	15,013.1	12,352.7
Posible	14,264.5	17,674.3
3P	43,073.6	43,837.3

Fuente: Pemex-Exploración y Producción.

DESCUBRIMIENTOS Y TASA DE RESTITUCIÓN 3P POR DESCUBRIMIENTOS

Las actividades exploratorias realizadas durante 2011 permitieron incorporar reservas 3P por 1,461.1 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. La producción para el mismo año ascendió a 1,357.7 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, lo que significa, una tasa de restitución de reservas 3P por incorporación exploratoria, definida como el cociente de reservas 3P descubiertas entre la producción del periodo, de 107.6%. Resultado superior al programado a inicios de 2011 y que significa el mantener un cumplimiento mayor al 100% por cuarto año consecutivo con base en la producción del periodo, lo anterior gracias a los mayores niveles de inversión que se han realizado en la exploración, tanto en la porción terrestre como costa fuera.

Las incorporaciones exploratorias más importantes se ubicaron en la porción marina de las Cuencas del Sureste, donde se adicionaron 1,269.4 millones de barriles de petróleo crudo equivalente de reservas 3P, destacando los descubrimientos realizados con los pozos Kayab-1, Kinbé-1, Piklis-1 y Nen-1, éstos dos últimos correspondientes a campos en aguas profundas con lo cual se fortalecen las reservas en la porción marina con tirantes mayores a los 500 metros. Otros descubrimientos relevantes se dieron en la porción terrestre de las Cuencas del Sureste, donde se incorporaron reservas 3P por 124.1 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, en esta porción destacan los descubrimientos realizados con los pozos Pareto-1 y Tokal-1. En la Región Norte destaca el descubrimiento realizado en el Activo Integral Veracruz a través del pozo Gasífero-1 con un total de 30.8 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, así como el Pozo Emergente-1 el cual es la primera incorporación de reservas en lutitas gasíferas (*gas shale*) con 111.8 miles de millones de pies cúbicos de gas natural.

RELACIÓN RESERVA-PRODUCCIÓN

La relación reserva-producción, cociente que resulta de dividir la reserva remanente al 1 de enero de 2012 entre la producción de 2011, es de 10.2 años para las reservas probadas, 19.3 años para las reservas 2P (probadas más probables) y de 32.3 años para las reservas 3P (probadas más probables más posibles), datos que fueron evaluados considerando una producción de 1,357.7 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. En términos de aceite, con una producción de 931 millones de barriles, la relación reserva-producción alcanzó un valor de 10.8 años para las reservas probadas, 20 años para las reservas 2P y 32.9 años para las reservas 3P.

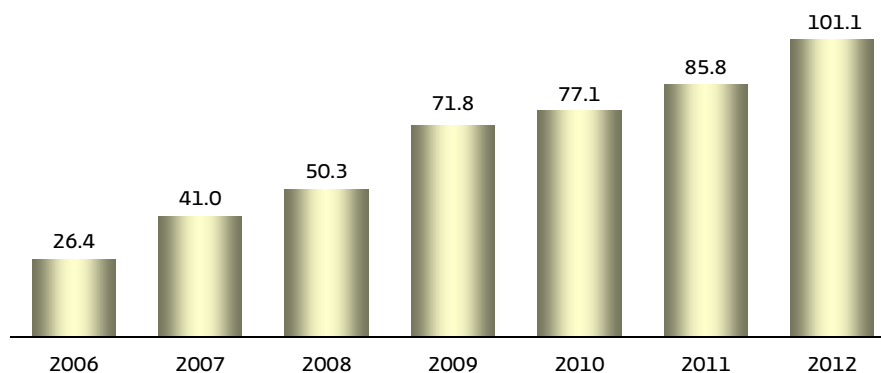
El gas natural presenta una relación reserva-producción de 7.2 años para las reservas 1P, de 14.5 años para la reserva 2P y de 25.6 años para las reservas 3P, asumiendo una producción de 2,406.8 miles de millones de pies cúbicos de gas natural.

Las estimaciones de la relación reserva-producción supone producción constante en el tiempo, que no hay descubrimientos y tampoco reclasificación de reservas, situaciones improbables en actividades de exploración y explotación.

REVISIONES Y TASA DE RESTITUCIÓN INTEGRADA DE RESERVAS PROBADAS

Durante 2011, las reservas probadas 1P fueron afectadas principalmente por los efectos de la extracción de la producción, la cual alcanzó 1,357.7 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, sin embargo, la reclasificación de reservas, desarrollos, revisiones al comportamiento de la presión-producción y delimitación, principalmente en los campos Maloob, Ku, Tsimin, May, Pijije, Costero y Aceite Terciario del Golfo, así como una incorporación de reservas probadas por campos nuevos de 153.1 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, permitieron que la variación neta de reservas probadas alcanzara 1,372 millones de barriles de petróleo crudo equivalente a nivel sistema.

**TASA DE RESTITUCIÓN INTEGRADA DE RESERVAS PROBADAS (1P)
AL 1 DE ENERO
(por ciento)**



Fuente: Pemex-Exploración y Producción.

La tasa de restitución integrada de reservas probadas 1P, cociente resultante del total de reservas probadas adicionadas en 2011 entre el volumen producido en el mismo periodo, incluye los conceptos de incorporación exploratoria, delimitación de yacimientos, desarrollo de campos y revisiones se muestra en la tabla siguiente:

**INCORPORACIÓN, DELIMITACIÓN, DESARROLLO Y
REVISIÓN EN RESERVAS PROBADAS
(millones de barriles de petróleo crudo equivalente)**

REGIÓN	DESEMPEÑO
Total	1,372.0
Norte	344.5
Sur	309.1
Marina Noreste	385.9
Marina Suroeste	332.6

Fuente: Pemex-Exploración y Producción.

Considerando los datos mostrados en el cuadro anterior, la tasa de restitución integrada de reservas probadas 1P, registró un valor de 101.1%, por lo que se cumple de manera anticipada la meta establecida en el Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos de alcanzar el 100% de la tasa de restitución de reservas probadas, establecida al 1 de enero de 2013.

De los volúmenes de reservas probadas restituidas, los cuales ascendieron a 1,372 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, 153.1 millones de barriles son atribuibles a incorporaciones exploratorias y 1,218.9 millones de barriles corresponden a desarrollos, revisiones y delimitación.

RESERVAS PROBADAS ASOCIADAS A DESCUBRIMIENTOS

(millones de barriles de petróleo crudo equivalente)

REGIÓN	DESEMPEÑO
Total	153.1
Norte	18.4
Sur	30.2
Marina Noreste	60.6
Marina Suroeste	43.9

Fuente: Pemex-Exploración y Producción.

Las reservas totales o 3P presentan un incremento neto de 763.7 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, originado principalmente por el efecto de la incorporación exploratoria que ascendió a 1,461.1 millones de barriles de petróleo crudo equivalente de reservas 3P la cual compensó la producción de aceite y gas natural, así como incorporaciones de reservas posibles adicionales en diversos campos tales como Ku y Abkatún de las regiones de producción Marina Noreste y Suroeste, respectivamente.

REGIÓN NORTE

Las reservas probadas al 1 de enero de 2012 ascendieron a 1,575.2 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, lo que representa un incremento con respecto al año anterior de 139.4 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, explicada mayormente en primera instancia por el impacto de la producción de 2011 de 205.1 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, por el incremento en las reservas probadas por desarrollos y revisiones de reservas probadas de 326.1 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, así como la incorporación de 18.4 millones de barriles de petróleo crudo equivalente por actividad exploratoria.

Respecto a las reservas totales 3P, éstas se ubican en 18,689 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, presentando una reducción con respecto al año anterior de 194.6 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, que significa una variación de 1%, ocasionada principalmente por la producción.

REGIÓN SUR

Al cierre de 2011, las reservas probadas 1P alcanzan 3,980.2 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, que representan una reducción de 20.3 millones de barriles con respecto al año pasado. Lo anterior, originada por la incorporación exploratoria de 30.2 millones de barriles de petróleo crudo equivalente y el éxito en el desarrollo de campos, principalmente en Bricol y el proyecto Delta del Grijalva.

La incorporación de reservas totales o 3P, por actividades exploratorias, alcanzó 124.1 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, esto permitió mitigar la reducción de reservas por efecto de la producción de 2011, que correspondió con 329.4 millones de barriles

de petróleo crudo equivalente, por lo que, las reservas totales o 3P presentan una reducción de 157.2 millones de barriles, con respecto al año anterior, y alcanzan 5,567.7 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

REGIÓN MARINA NORESTE

Los volúmenes de reservas probadas, al 1 de enero de 2012, alcanzan 6,139.4 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Con respecto al año anterior presentan una reducción de 144 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, explicada principalmente por la producción en petróleo crudo equivalente de 529.9 millones de barriles que representan 39% de la producción nacional en petróleo crudo equivalente.

Respecto a las reservas 3P, su magnitud es de 12,526.3 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, registrando una variación positiva de 444.9 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, que es causada principalmente por los efectos de los descubrimientos exploratorios por 618.6 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

REGIÓN MARINA SUROESTE

Al 1 de enero de 2012, las reservas probadas ascienden a 2,115.5 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, lo que significa un incremento neto de 39.2 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, con respecto a las reservas reportadas el año anterior. Los descubrimientos, delimitaciones, desarrollos y revisiones incorporaron un volumen de reserva probada de 332.6 millones de barriles de petróleo equivalente, que permitieron compensar la producción anual de 293.4 millones de barriles de petróleo crudo equivalente de la región. Las reservas 3P alcanzan 7,054.4 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, registrando un aumento respecto al año anterior de 670.7 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, principalmente por el descubrimiento de reservas adicionales en los campos Kab, Piklis y Nen.

6.1.3 PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO CRUDO Y GAS NATURAL

PETRÓLEO CRUDO

Durante 2011, la extracción de petróleo crudo fue 2,550.1 miles de barriles diarios, 1% menos que el año anterior, principalmente por la menor producción de los activos integrales Cantarell, Abkatún Pol-Chuc y Bellota-Jujo. La meta anual se cubrió al 100%, como resultado de la mayor producción obtenida del mantenimiento de pozos en la Región Marina Noreste y la optimización de la explotación de la zona de transición en el proyecto Cantarell; asimismo por la mayor producción base a la esperada en los proyectos Delta del Grijalva, Ogarrío-Magallanes, Yaxché y Caan.

- Por tipo, la producción promedio de crudo pesado fue 1,417.1 miles de barriles diarios, 3.2% inferior al del año previo, debido al menor volumen proveniente de Cantarell. Este

tipo de crudo participó con el 55.6% de la producción total de este hidrocarburo.

- La extracción de crudo ligero alcanzó 798.3 miles de barriles diarios, 0.8% superior a la de 2010, esencialmente por la producción adicional por la terminación de pozos en el Activo Integral Litoral de Tabasco de la Región Marina Suroeste. Su participación en el total de crudo extraído fue 31.3%.
- La producción de crudo superligero fue 334.7 miles de barriles diarios, 4.7% mayor que el del año previo. La participación de este crudo en la producción total fue 13.1%. Destaca el aumento en la producción de crudo superligero de la Región Sur, superior 20.5 miles de barriles diarios al registro del año previo.

PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO CRUDO POR TIPO, REGIÓN Y ACTIVO INTEGRAL

(miles de barriles diarios)

Concepto	Enero-diciembre				
	2010 ^{1/}	2011		Var. (%) 11/10	Cumpl. (%) Real/Prog.
		PROG.	REAL		
TOTAL	2,575.9	2,550.0	2,550.1	-1.0	100.0
POR TIPO					
Pesado	1,464.0	1,368.9	1,417.1	-3.2	103.5
Ligero	792.3	846.6	798.3	0.8	94.3
Superligero	319.6	334.5	334.7	4.7	100.1
POR REGIÓN					
Región Marina Noreste	1,397.2	1,365.3	1,342.7	-3.9	98.3
Cantarell	558.0	520.6	500.7	-10.3	96.2
Ku-Maloob-Zaap	839.2	844.7	842.1	0.3	99.7
REGIÓN MARINA SUROESTE	544.4	535.2	560.6	3.0	104.7
Abkatún-Pol-Chuc	296.3	283.1	276.2	-6.8	97.6
Litoral de Tabasco	248.1	252.1	284.4	14.6	112.8
REGIÓN SUR	531.9	521.8	530.6	-0.2	101.7
Cinco Presidentes	71.7	70.8	83.5	16.5	117.9
Bellota-Jujo	160.2	170.9	143.4	-10.5	83.9
Samaria-Luna	217.5	198.2	222.7	2.4	112.4
Muspac	49.5	48.7	48.5	-2.0	99.6
Macuspana	32.9	33.1	32.5	-1.2	98.2
REGIÓN NORTE	102.4	127.7	116.2	13.5	91.0
Poza Rica-Altamira	56.5	77.1	60.2	6.5	78.1
Aceite Terciario del Golfo	41.0	45.1	52.8	28.8	117.1
Veracruz	4.9	5.5	3.2	-34.7	58.2

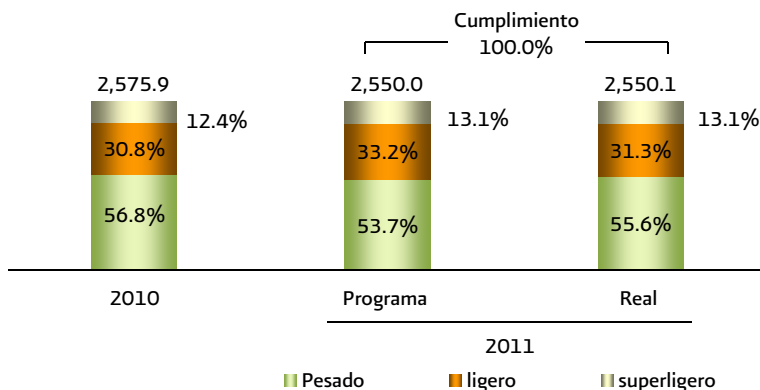
1/ Los tipos de crudo en 2010 son diferentes a los informados ese año, en virtud de que en junio de 2011 se hizo una reclasificación, dado que varios pozos del campo Ek-Balam producían aceite ligero y a partir de 2010, su producción se contabiliza como aceite pesado.

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 región fue el siguiente:

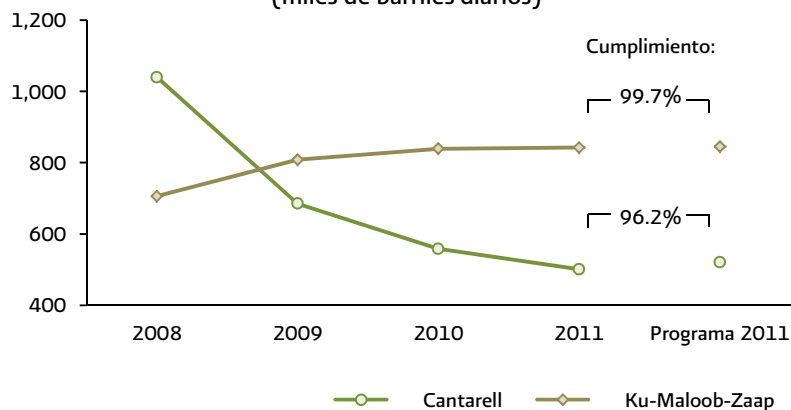
PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO CRUDO POR TIPO (miles de barriles diarios)



Fuente: Base de Datos Institucional.

- **Región Marina Noreste.** Se obtuvieron 1,342.7 miles de barriles diarios, 3.9% menor que en 2010, con un cumplimiento del programa de 98.3%, debido a la declinación natural y a una menor extracción de la zona de transición del proyecto Cantarell, así como afectaciones por fenómenos climatológicos adversos en el Golfo de México y un paro total de la Compañía de Nitrógeno de Cantarell, entre otras.

PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO CRUDO EN LOS ACTIVOS INTEGRALES CANTARELL Y KU-MALOOB-ZAAP (miles de barriles diarios)



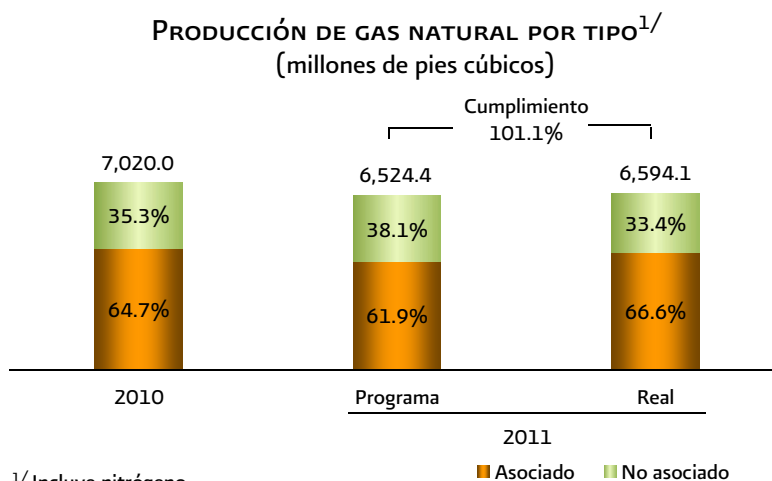
Fuente: Base de Datos Institucional.

- **Región Marina Suroeste.** La extracción de petróleo crudo alcanzó 560.6 miles de barriles diarios, 3% más que en el año anterior y 104.7% mayor a la meta anual, debido a una mayor producción base a la esperada asociada a la terminación de pozos y optimización de la explotación en los proyectos Yaxché y Och-Uech-Kax del Activo Integral Litoral de Tabasco. Los resultados anteriores se registraron pese a 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 2011, se obtuvieron 530.6 miles de barriles diarios, 0.2% menos que en el año anterior, resultado de la declinación natural de la producción, retraso en la terminación de pozos del proyecto Bellota-Chinchorro y un mayor avance del contacto agua-aceite al esperado en los proyectos del Activo Integral Bellota-Jujo. Respecto a la meta, se tuvo un cumplimiento de 101.7%, derivado de la mayor producción en el Activo Integral Cinco Presidentes por la terminación de los pozos del proyecto Ogarrio-Magallanes y en el incremento en la extracción esperada de los proyectos Delta del Grijalva del Activo Integral Samaria-Luna.
- **Región Norte.** La producción promedió 116.2 miles de barriles diarios de crudo, lo que significó un incremento de 13.5% respecto a 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 91%, debido a la menor producción base a la esperada, así como por terminaciones y reparaciones mayores a pozos en el Activo Integral Poza Rica-Altamira.

GAS NATURAL

En 2011, la producción de gas natural registró 6,594.1 millones de pies cúbicos diarios 6.1% menos que el año previo, volumen que incluye 680.6 millones de pies cúbicos diarios de nitrógeno, que se obtiene asociado al gas natural y que constituye un compuesto no deseado. El cumplimiento de la meta anual fue 101.1%, debido a 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.



^{1/} Incluye nitrógeno.

Fuente: Base de Datos Institucional.

- La producción de gas asociado promedió 4,389.5 millones de pies cúbicos diarios (incluye nitrógeno), 3.4% menos que en 2010, debido a la 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 activos también fue propiciada por el incremento en el flujo fraccional de agua y por declinación natural de los campos. 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 asociado sin incluir nitrógeno fue 3,708.8 millones de pies cúbicos diarios.
- La producción de gas no asociado fue 2,204.6 millones de pies cúbicos diarios, 11% inferior a la del año previo, resultado de la menor producción en todos los activos de las regiones Norte y Sur, destacan las siguientes variaciones: Burgos (134.3 millones de pies cúbicos diarios), Veracruz (101.5 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%.

El comportamiento de la producción total de gas natural por regiones fue el siguiente:

- **REGIÓN MARINA NORESTE.** En 2011, la extracción alcanzó 1,405.6 millones de pies cúbicos diarios, 11.2% menos que el año anterior, debido a la declinación natural y ajuste por alto flujo fraccional de agua en Cantarell; así como menor producción base a la esperada, ajuste por alta relación gas-aceite, cierre de producción por altos inventarios ocasionados por la tormenta Nate en Ku-Maloob-Zaap. El cumplimiento de la meta fue 110.4%, principalmente por mayor producción de pozos con alta relación gas-aceite en Cantarell.
- **REGIÓN MARINA SUROESTE.** Se obtuvieron 1,208.3 millones de pies cúbicos diarios de gas, 3.1% más que en 2010, con un cumplimiento de 107.6%, como resultado de la mayor producción asociada a la terminación de pozos y optimización de la explotación de pozos en los proyectos Yaxché y Och-Uech-Kax en el Activo Integral Litoral de Tabasco, así como por reparaciones menores a pozos de los proyectos Och-Uech-Kax y Crudo Ligero Marino.
- **REGIÓN SUR.** La producción fue 1,692.3 millones de pies cúbicos diarios, 4.1% menor a la reportada en 2010, como resultado de la menor extracción en los activos integrales Samaria-Luna (7.5%), por declinación natural de la producción en campos del proyecto Antonio J. Bermúdez; Bellota-Jujo (5.8%); Macuspana (4.6%); y en estos activos por declinación natural y flujo fraccional de agua. El cumplimiento del programa fue 105.7%

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 y Delta del Grijalva del Activo Integral Samaria-Luna, así como a la terminación de pozos en el Activo Integral Cinco Presidentes.

- **REGIÓN NORTE.** La extracción de gas promedió 2,287.8 millones de pies cúbicos diarios, 8.5% inferior al obtenido el año previo, con un cumplimiento de 90.5%, sobre todo por las reducciones de 134.3 millones de pies cúbicos diarios en la producción en Burgos y 102.2 millones de pies cúbicos diarios en Veracruz, relacionadas con la falta de supervisión y mantenimiento de pozos por condiciones de seguridad y la declinación natural de los campos.

PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL POR TIPO Y REGIÓN

(millones de pies cúbicos diarios)

CONCEPTO	2010	2011		VAR. (%) 11/10	CUMPL. (%) REAL/PROG.
		PROG.	REAL		
TOTAL ^{1/}	7,020.0	6,524.4	6,594.1	-6.1	101.1
POR TIPO					
Asociado	4,542.5	4,038.3	4,389.5	-3.4	108.7
No asociado	2,477.5	2,486.1	2,204.6	-11.0	88.7
POR REGIÓN					
Región Marina Noreste	1,583.7	1,272.7	1,405.6	-11.2	110.4
Cantarell	1,251.9	956.8	1,074.7	-14.2	112.3
Ku-Maloob-Zaap	331.8	315.9	330.9	-0.3	104.7
Región Marina Suroeste	1,171.7	1,123.3	1,208.3	3.1	107.6
Abkatún-Pol-Chuc	594.2	574.0	559.0	-5.9	97.4
Litoral de Tabasco	577.6	549.2	649.3	12.4	118.2
Región Sur	1,764.7	1,601.1	1,692.3	-4.1	105.7
Cinco Presidentes	104.9	95.0	116.9	11.4	123.1
Bellota-Jujo	305.9	260.0	288.2	-5.8	110.8
Samaria-Luna	773.9	700.9	715.7	-7.5	102.1
Muspac	273.5	248.3	279.1	2.0	112.4
Macuspana	306.5	296.9	292.4	-4.6	98.5
Región Norte	2,499.9	2,527.3	2,287.8	-8.5	90.5
Burgos	1,478.4	1,639.8	1,344.1	-9.1	82.0
Poza Rica-Altamira	117.3	140.3	115.2	-1.8	82.1
Aceite Terciario del Golfo	85.3	74.2	111.9	31.2	150.8
Veracruz	818.9	673.0	716.7	-12.5	106.5
Nitrógeno	683.0	433.4	680.6	-0.4	157.0
Gas natural sin nitrógeno	6,337.0	6,090.9	5,913.4	-6.7	97.1

1/ Incluye bióxido de carbono y nitrógeno.

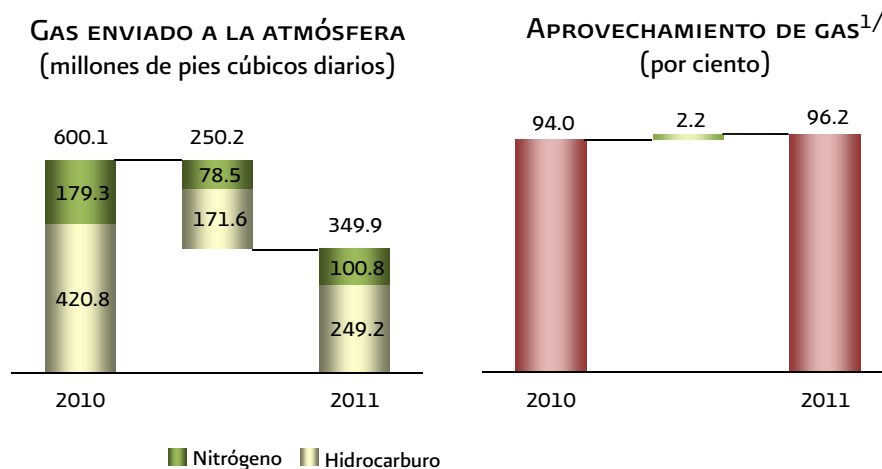
La suma de los parciales puede no coincidir con el total debido al redondeo de las cifras.

Fuente: Base de Datos Institucional.

De enero a diciembre de 2011, el aprovechamiento de gas natural fue 96.2% (sin incluir nitrógeno), lo que significa un aumento de 2.2 puntos porcentuales respecto al año previo, que

se logró a partir 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.

Petróleos Mexicanos continúa las acciones para disminuir el envío de gas a la atmósfera, que incluyen la rehabilitación de equipos de compresión y construcción de infraestructura para el manejo de gas, construcción de infraestructura para aumentar la capacidad de compresión y manejo de gas de alta presión, así como la administración de los volúmenes de hidrocarburos a producir en Cantarell.



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

^{1/}Considera únicamente gas hidrocarburo y bióxido de carbono enviado a la atmósfera.

Fuente: Base de Datos Institucional. Pemex-Exploración y Producción.

- En 2011, el aprovechamiento de gas natural (sin incluir nitrógeno enviado a la atmósfera) fue 96.2%, lo que permitió superar en 2.2 puntos porcentuales el resultado del año anterior, como consecuencia del envío de 249.2 millones de pies cúbicos diarios de gas natural a la atmósfera, que no incluyen 100.8 millones de pies cúbicos diarios de nitrógeno, ni 10.5 millones de pies cúbicos diarios de bióxido de carbono.
- Respecto a la meta (97.8%), el aprovechamiento fue 1.6 puntos porcentuales menor debido a una mayor producción de gas a la programada, proveniente de la zona de transición en Cantarell.

6.1.4 PROCESO DE GAS NATURAL Y LÍQUIDOS DEL GAS

En 2011 se procesaron 4,527.4 millones de pies cúbicos diarios de gas húmedo en los complejos procesadores de gas (76.1% gas húmedo amargo y 23.9% gas húmedo dulce), 1.2% más que el año anterior, resultado de una mayor disponibilidad de gas húmedo amargo y dulce por parte de Pemex-Exploración y Producción en Poza Rica y La Venta, respectivamente. En comparación con la meta, el volumen procesado fue 1.4% inferior, debido a un menor volumen de gas húmedo amargo marino y de gas húmedo dulce de Burgos.

El proceso de condensados fue 56.6 miles de barriles diarios, 7.4% superior al del año anterior, esto derivado de la mayor oferta de condensados marinos.

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

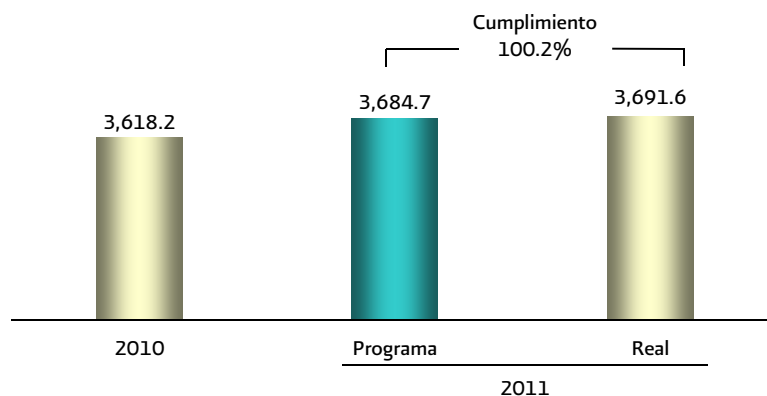
CONCEPTO	2010	2011		VAR. (%) 11/10	CUMPL. (%) REAL/PROG.
		PROG.	REAL		
Gas seco (MMpcd)	3,618.2	3,684.7	3,691.6	2.0	100.2
Gas licuado ^{1/} (Mbd)	184.2	186.2	185.4	0.7	99.6

1/ Producción de los complejos procesadores de gas. La producción total también incluye la proveniente de refinerías (21.4 miles de barriles diarios) y la del Campo Nejo de Pemex-Exploración y Producción (2.4 miles de barriles diarios). Con base en esta consideración la producción total de gas licuado en 2011 promedió 209.3 miles de barriles diarios, con un cumplimiento de 97.2% de la meta.

Fuente: Base de Datos Institucional.

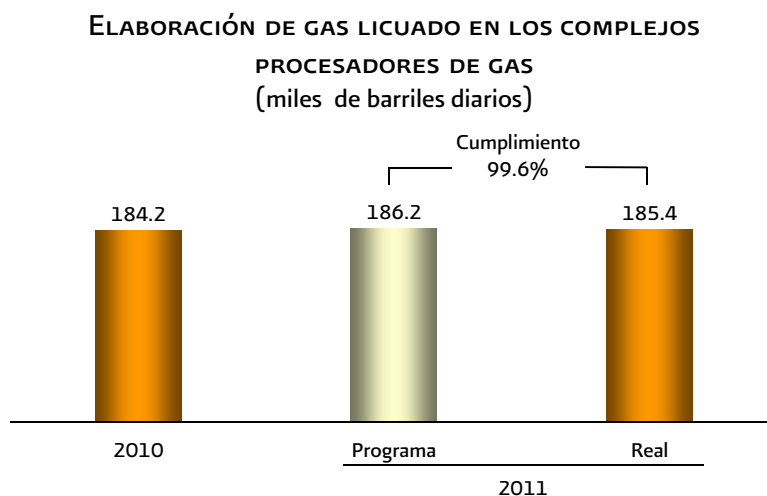
La producción de gas seco alcanzó 3,691.6 millones de pies cúbicos diarios, 2% mayor a la del año anterior. La obtención de productos del fraccionamiento de los líquidos del gas y de los condensados (etano, gas licuado, gasolinas naturales, además de los líquidos del Complejo Procesador de Gas Arenque) fue 389.2 miles de barriles diarios, volumen 1.4% superior al de 2010.

ELABORACIÓN DE GAS SECO (millones de pies cúbicos diarios)



Fuente: Base de Datos Institucional.

- El gas licuado proveniente de los complejos procesadores de gas alcanzó 185.4 miles de barriles diarios, 0.7% más si se compara con 2010, (no incluye el gas licuado del SNR, que se obtiene de la refinación del petróleo crudo, ni el del Campo Nejo de Pemex-Exploración y Producción), con un cumplimiento de 99.6% del programa. La recuperación de propano, uno de los componentes del gas licuado, en los complejos procesadores de gas, fue 96.6%, menor en 0.3 puntos porcentuales al año previo.



- La producción de etano promedió 120.6 miles de barriles diarios, 0.9% mayor al reportado el año previo, 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 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), totalizó 636.1 miles de toneladas, 5.1% menos que en el año precedente, con un cumplimiento de 87.4% de la meta programada para 2011, principalmente por el bajo contenido de ácido sulfhídrico en las corrientes de gas amargo de las regiones marinas y del Mesozoico de Pemex-Exploración y Producción. Cabe destacar que la producción de azufre forma parte de la producción de petroquímicos desregulados.

6.1.5 PRODUCCIÓN DE PETROLÍFEROS Y GAS LICUADO

Petróleos Mexicanos tiene la responsabilidad de desarrollar las actividades que corresponden al Estado en materia de refinación del petróleo, así como el transporte, almacenamiento y distribución de los productos que se obtengan de la misma. Busca satisfacer la demanda

nacional de petrolíferos en forma rentable y con calidad, en un entorno seguro para los trabajadores, la comunidad y de respeto al medio ambiente.

- Las acciones se enfocan en mantener el proceso de crudo en niveles óptimos de la capacidad de refinación, mejorar los rendimientos de gasolinas y destilados intermedios, así como del margen variable de refinación, garantizar el abasto de petrolíferos en general y el suministro de combustibles limpios en particular.

Durante 2011, el total de crudo procesado en el Sistema Nacional de Refinación (SNR) promedió 1,166.7 miles de barriles diarios de petróleo crudo, 1.5% menos que el reportado el año anterior. Por tipo, el proceso de los crudos ligero y superligero fue 62.7% del total (732.1 miles de barriles diarios), proporción del mismo orden a la de 2010, y 6.5 puntos porcentuales más que la meta. El proceso de crudo pesado y de reconstituido alcanzó 37.3% del total (434.7 miles de barriles diarios). En 2011, no se registró proceso de crudo superligero. Entre las causas del menor proceso de crudo, destacan las siguientes:

- Retrasos en la entrada en operación de las plantas de la reconfiguración de la refinería de Minatitlán.
- Rehabilitación de la planta hidrodesulfuradora de gasóleos de la refinería de Cadereyta por el incidente ocurrido en septiembre de 2010. Este accidente afectó la mayoría de los procesos de la refinería y su rehabilitación concluyó en la segunda quincena de marzo de 2011.
- Se llevó a cabo un correctivo en la planta Maya de la refinería de Madero, en agosto, septiembre y octubre.
- Se tuvieron altos inventarios de productos intermedios en las refinerías de Cadereyta, Madero, Minatitlán y Salina Cruz, así como altos inventarios de combustóleo en Tula y Salamanca.
- Se presentaron fallas de energía eléctrica en las refinerías de Madero, Minatitlán y Salina Cruz.
- Se tuvo que hacer una declaratoria de emergencia por causas de fuerza mayor, por un incidente en la planta reductora de viscosidad de la refinería de Tula en julio. Asimismo, se dieron contingencias ambientales por lluvias en Salina Cruz en junio y julio.
- Se practicaron otros correctivos en el Sistema Nacional de Refinación, junto con retrasos por mantenimientos diversos.

La participación de los crudos pesados en el proceso total fue del mismo orden que en 2010 al ubicarse en 37.1% y se situó 6.7 puntos porcentuales por abajo de la meta, lo cual se derivó en parte de la necesidad de reducir la carga de crudo pesado, principalmente por la demanda limitada de combustóleo, el deterioro en la calidad del crudo Maya, así como el diferimiento de la entrada en operación de las plantas en la reconfiguración de la refinería de Minatitlán.

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

CONCEPTO	2010	2011		VAR. (%) 11/10	CUMPL. (%) REAL/PROG.
		PROG.	REAL		
PROCESO DE CRUDO	1,184.1	1,359.0	1,166.7	-1.5	85.8
Cadereyta	176.9	209.0	170.6	-3.6	81.6
Madero	126.4	153.3	117.5	-7.0	76.6
Minatitlán	158.7	234.1	151.9	-4.3	64.9
Salamanca	185.9	186.4	170.7	-8.2	91.6
Salina Cruz	270.0	296.2	279.4	3.5	94.3
Tula	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.

En 2011 la utilización de la capacidad equivalente de destilación en el SNR se ubicó en 67.6%, cifra inferior en 3.3 puntos porcentuales en comparación al año anterior y 10.9 puntos respecto a lo programado. Las refinerías que tuvieron mayor impacto en el cumplimiento de la meta fueron Madero y Minatitlán.

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.

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

CONCEPTO	2010	2011		VAR. (%) 11/10	CUMPL. (%) REAL/PROG.
		PROG.	REAL		
TOTAL	1,415.8	1,598.1	1,378.7	-2.6	86.3
Pemex-Refinación	1,229.1	1,408.7	1,190.2	-3.2	84.5
Pemex-Gas y Petroquímica Básica	184.2	186.2	185.4	0.7	99.6
Pemex-Exploración y Producción	1.9	2.3	2.4	26.3	104.3
Pemex-Petroquímica	0.6	0.8	0.6	0.0	75.0

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

Fuente: Base de Datos Institucional.

Durante el ejercicio 2011, la producción en el SNR fue 1,190.2 miles de barriles diarios, volumen 3.2% inferior al de 2010, con un cumplimiento de 84.5% de la meta, 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 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, la Magna UBA 15.4%, la 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 anual.
- 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 29.2% del total y 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.

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

CONCEPTO	2010	2011		VAR. (%) 11/10	CUMPL. (%) REAL/PROG.
		PROG.	REAL		
TOTAL	1,229.1	1,408.7	1,190.2	-3.2	84.5
GAS LICUADO ^{1/}	25.5	26.9	21.4	-16.1	79.6
GASOLINAS	424.2	501.0	400.3	-5.6	79.9
Pemex Magna	341.2	361.3	324.2	-5.0	89.7
Pemex Magna UBA	67.3	90.0	61.7	-8.3	68.6
Pemex Premium	12.5	49.2	13.7	9.6	27.8
Otras	3.1	0.5	0.7	-77.4	140.0
TURBOSINA	51.9	62.0	56.3	8.5	90.8
DIESEL	289.5	385.2	273.8	-5.4	71.1
Pemex Diesel	221.0	285.2	193.6	-12.4	67.9
Pemex Diesel UBA	67.7	96.2	80.1	18.3	83.3
Otros	0.8	3.8	0.1	-87.5	2.6
COMBUSTÓLEO	322.3	286.4	307.5	-4.6	107.4
OTROS PETROLÍFEROS ^{2/}	115.8	147.2	131.0	13.1	89.0

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

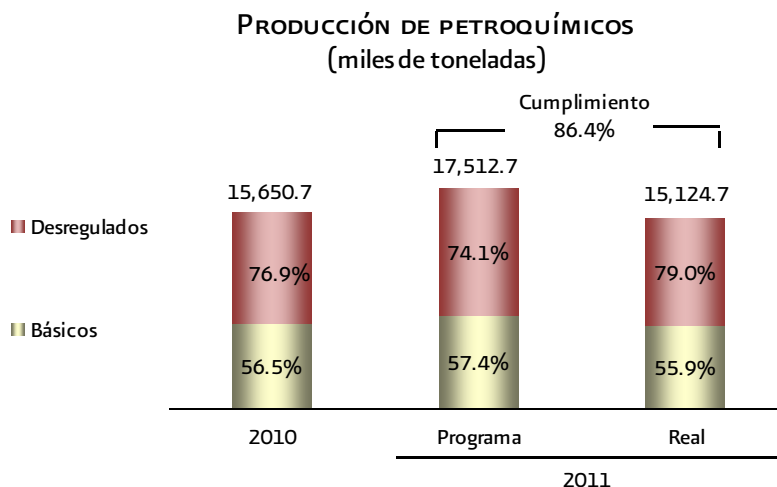
2/ Incluye coque, asfaltos, lubricantes, parafinas extracto de furfural, aeroflex, aceite cíclico ligero y gas seco de refinerías.

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

Fuente: Base de Datos Institucional.

6.1.6 PRODUCCIÓN DE PETROQUÍMICOS

En 2011, la producción de petroquímicos totalizó 15,124.7 miles de toneladas, 3.4% inferior con respecto al año previo, como resultado de la reducción de la producción de petroquímicos básicos y desregulados, con relación al programa tuvo 86.4% de cumplimiento.



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%.

PRODUCCIÓN DE PETROQUÍMICOS

(miles de toneladas)

CONCEPTO	2010	2011		VAR. (%) 11/10	CUMPL. (%) REAL/PROG.
		PROG.	REAL		
TOTAL	15,650.7	17,512.7	15,124.7	-3.4	86.4
PETROQUÍMICOS BÁSICOS	6,801.2	7,456.4	6,674.2	-1.9	89.5
Naftas (gasolina natural)	3,045.0	3,111.4	3,162.7	3.9	101.6
Etano	2,482.5	2,634.1	2,504.8	0.9	95.1
Butanos	43.7	24.6	47.0	7.6	191.1
Pentanos	752.5	589.1	472.5	-37.2	80.2
Hexano	50.9	58.4	44.7	-12.2	76.5
Heptano	20.1	23.7	19.2	-4.5	81.0
Materia prima-negro de humo	406.4	1,015.0	423.2	4.1	41.7
PETROQUÍMICOS DESREGULADOS	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 elaboración de petroquímicos desregulados fue 8,450.5 miles de toneladas, 4.5% menos que en 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.

La participación de la producción total por organismo subsidiario fue la siguiente Pemex-Petroquímica 7,704 mil toneladas (50.9%), Pemex-Gas y Petroquímica Básica 6,303.6 miles de toneladas (41.7%) y Pemex-Refinación 1,117 mil toneladas (7.4%). En el caso de Pemex-Petroquímica destaca la decisión de negocio de reducir la producción de componentes para gasolina con objeto de mejorar los resultados económicos, lo que se reflejó en una menor producción. El comportamiento por cadenas de la producción de este último organismo subsidiario fue la siguiente:

- La producción de derivados del metano alcanzó 2,306.5 miles de toneladas, 1.1% superior, si se compara con el año previo, como resultado de la reactivación de la producción de la planta de metanol II. El cumplimiento de la meta anual fue 104.3%.
- La elaboración de derivados del etano registró 2,750.4 miles de toneladas, 2.8% inferior con respecto al año anterior, como resultado del mantenimiento a la planta de etileno del Complejo Petroquímico Morelos y a los problemas de abasto de etano durante septiembre y octubre, adicionalmente, los problemas de ensuciamiento del sistema de refrigeración de la planta de cloruro de vinilo en Pajaritos ocasionaron que el cumplimiento de la meta fuera 87.9%.
- La cadena de aromáticos y derivados registró una producción de 923 mil toneladas, 11.4% inferior al año anterior, con un cumplimiento de 69.7% de la meta. Estos resultados también reflejan la decisión de negocio de disminuir la producción de componentes para gasolina, 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 que se destinan a Pemex-Refinación.
- En la cadena de propileno y derivados la producción fue 61.9 miles de toneladas, con una reducción de 26.7% respecto a 2010, con 62.5% de cumplimiento de la meta, debido a que, a solicitud del cliente, se registraron paros por altos inventarios en la planta de acrilonitrilo del Complejo Petroquímico de Morelos.
- Otros productos. Se obtuvieron 1,078.8 miles de toneladas (sin contar 583.4 miles de toneladas de pentanos, butanos, hexano y heptano, ya incluidos en los petroquímicos básicos), 12.1% menos que en 2010. Con relación a la meta el cumplimiento fue 82.1%.

Adicionalmente, en los complejos petroquímicos se produjeron 902.3 miles de toneladas de petrolíferos (gasolina base octano, gasolina amorfa, nafta pesada y gasnafta) que se destinan a Pemex-Refinación y que forman parte de la producción registrada de petrolíferos. La elaboración de estos productos fue 26% inferior a la de 2010 y 12.2% menor al programa como resultado de la decisión de negocio adoptada para la producción de gasolinas.

PRODUCCIÓN DE PETROQUÍMICOS DESREGULADOS
(miles de toneladas)

CONCEPTO	2010	2011		VAR. (%) 11/10	CUMPL. (%) REAL/PROG.
		PROG.	REAL		
PETROQUÍMICOS DESREGULADOS	8,849.5	10,056.3	8,450.5	-4.5	84.0
PEMEX-PETROQUÍMICA	7,465.8	8,076.9	7,120.6	-4.6	88.2
DERIVADOS DEL METANO	2,281.5	2,210.4	2,306.5	1.1	104.3
Amoniaco	898.9	925.0	867.3	-3.5	93.8
Anhídrido carbónico	1,366.7	1,193.5	1,288.6	-5.7	108.0
Metanol	15.9	91.9	150.6	847.2	163.9
DERIVADOS DEL ETANO	2,830.9	3,129.6	2,750.4	-2.8	87.9
Cloruro de vinilo	187.4	244.5	168.4	-10.1	68.9
Dicloroetano	306.4	396.4	274.9	-10.3	69.3
Etileno	1,125.8	1,241.4	1,124.3	-0.1	90.6
Glicoles etilénicos	198.3	173.5	168.2	-15.2	96.9
Óxido de etileno	372.5	372.1	354.6	-4.8	95.3
Polietilenos	640.5	701.7	660.0	3.0	94.1
PROPILENO Y DERIVADOS	84.5	99.1	61.9	-26.7	62.5
Acetonitrilo	2.0	3.1	1.8	-10.0	58.1
Ácido cianhídrico	6.0	6.2	4.2	-30.0	67.7
Acilonitrilo	55.5	61.2	39.1	-29.5	63.9
Propileno	21.1	28.6	16.8	-20.4	58.7
AROMÁTICOS Y DERIVADOS	1,042.2	1,323.7	923.0	-11.4	69.7
Aromáticos pesados	7.8	-	7.3	-6.4	-
Aromina 100	40.8	51.1	40.3	-1.2	78.9
Benceno	117.6	164.3	117.8	0.2	71.7
Estireno	65.0	150.0	127.7	96.5	85.1
Etilbenceno	77.2	176.3	144.3	86.9	81.8
Fluxoil	2.4	4.7	2.8	16.7	59.6
Hidrocarburo de alto octano	443.6	467.2	231.7	-47.8	49.6
Tolueno	187.9	200.8	158.7	-15.5	79.0
Xilenos	99.9	109.5	92.5	-7.4	84.5
OTROS	1,226.8	1,314.1	1,078.8	-12.1	82.1
PEMEX-REFINACIÓN	713.8	1,251.6	693.8	-2.8	55.4
Anhídrido carbónico	23.3	-	14.1	-39.5	-
Azufre	321.8	509.8	323.4	0.5	63.4
Isopropanol	5.3	9.5	4.1	-22.6	43.2
Propano-propileno	-	168.4	-	-	-
Propileno	363.4	564.0	352.2	-3.1	62.4
PEMEX-GAS Y PETROQUÍMICA BÁSICA	670.0	727.8	636.1	-5.1	87.4
Azufre	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.

6.1.7 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.

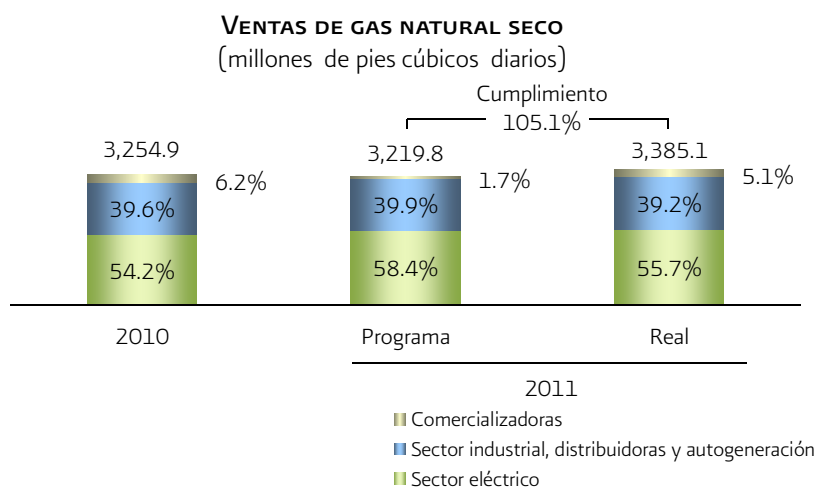
VENTAS DE GAS NATURAL SECO

En 2011 se comercializaron 3,385.1 millones de pies cúbicos diarios de gas natural seco, 4% superior al volumen del año previo, debido a la demanda del sector eléctrico, que representó 55.7% de las ventas internas del combustible. En el cumplimiento de 105.1% de la meta se reportan mayores ventas al sector eléctrico que compensaron las reducciones de los demás sectores. La menor disponibilidad de gas directo de campos contribuyó a que se realizaran importaciones equivalentes a 23.4% de la demanda.

- Las ventas de gas natural al sector eléctrico promediaron 1,884.3 millones de pies cúbicos diarios, 6.9% superior a 2010, con un cumplimiento de 100.2% de la meta. Los factores que contribuyeron a incrementar el consumo del gas natural son el crecimiento en las ventas de energía eléctrica, la reducción de la generación eléctrica mediante plantas

hidroeléctricas debido al bajo nivel de las presas durante el segundo semestre de 2011, así como la competitividad de los precios del gas natural, respecto a otros combustibles.

- Al sector industrial-distribuidoras (incluye autogeneración) se vendieron 1,327.7 millones de pies cúbicos diarios de gas natural, 2.9% más al consumo del sector durante 2010, mientras que el programa se superó 3.4%. El mayor consumo se explica por el aumento de las ventas al sector acerero y a los clientes en el norte del país.
- La venta a las comercializadoras de gas natural fue 173.1 millones de pies cúbicos diarios, 14.1% inferior a las registradas en 2010 debido a la menor demanda de las compañías que suministran gas a la Comisión Federal de Electricidad (CFE). El cumplimiento de la meta fue 311.9%.



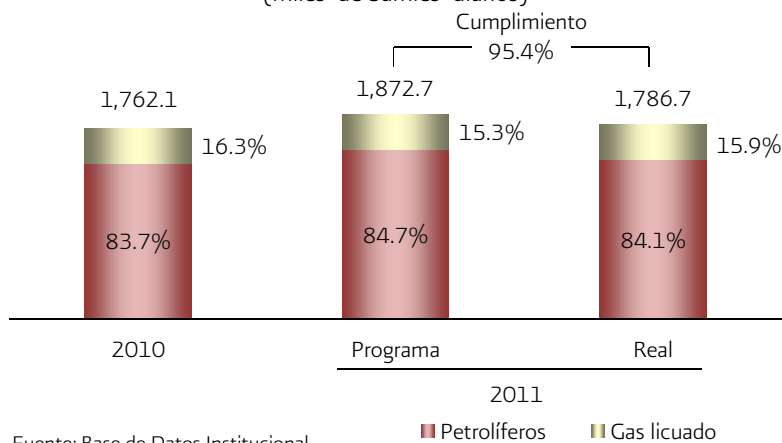
VENTAS DE PETROLÍFEROS Y GAS LICUADO

Durante 2011, se comercializaron 1,786.7 miles de barriles diarios de petrolíferos y gas licuado, 1.4% superior al volumen del año anterior, con un cumplimiento de 95.4% de la meta. Estos resultados incluyen gasnafta de Pemex-Petroquímica. Las ventas de petrolíferos, sin considerar el gas licuado, ascendieron a 1,501.9 miles de barriles diarios, 1.9% mayores al año previo, equivalentes a 94.7% de la meta. Cabe señalar que Pemex-Gas y Petroquímica Básica comercializa este último producto.

- Las variaciones provienen del aumento en las ventas de combustóleo, diesel, gasolina Pemex Premium, asfaltos y coque; además de que el programa consideró mayores consumos de todos los productos, principalmente de Pemex Magna, Pemex Premium y coque.

VENTAS INTERNAS DE PETROLÍFEROS Y GAS LICUADO

(miles de barriles diarios)

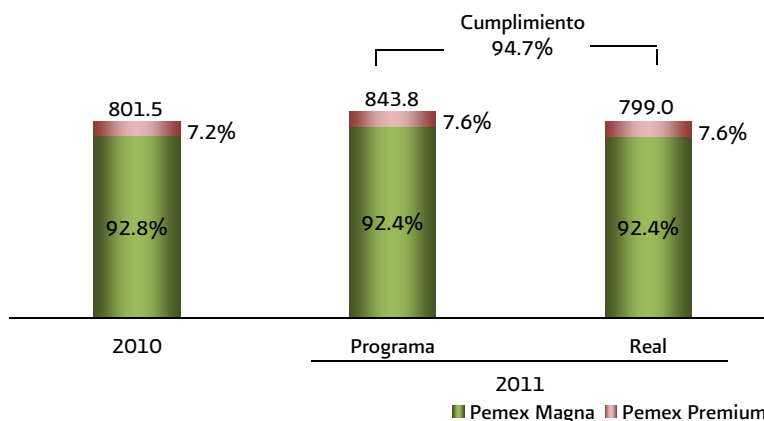


De gasolinas automotrices se comercializaron 799 mil barriles diarios, volumen similar al vendido el año anterior que representa una participación de 53.2% de las ventas totales de petrolíferos. En el cumplimiento de 94.7% de la meta destacan las menores ventas alcanzadas en Pemex Magna, principalmente, la menor afluencia de turismo y condiciones climatológicas que causaron la disminución en el uso del automóvil.

- De Pemex Premium se vendieron 60.5 miles de barriles diarios, 4.7% más a lo reportado en 2010, con un cumplimiento de 93.9%, de la meta. La gasolina Pemex Magna, que incluye Pemex Magna UBA, registró ventas por 738.6 miles de barriles diarios, con una reducción de 0.7%, respecto a 2010 y un cumplimiento de 94.8% del programa.
- La importación de estos combustibles pasó de 47.2% de su demanda en 2010 a 50.7% en 2011, entre otras causas, por la disminución en el proceso de crudo y el retraso en la entrada en operación de las plantas de la reconfiguración de Minatitlán.

VENTAS INTERNAS DE GASOLINAS AUTOMOTRICES POR TIPO

(miles de barriles diarios)



- Al 31 de diciembre de 2011 se contaba con 9,637 estaciones de servicio en operación, 4.4% más que al cierre del año anterior. En las zonas metropolitanas de Guadalajara, Monterrey y Valle de México se comercializaron 25.5% de gasolinas automotrices, 0.1 puntos porcentuales por arriba del total de enero a diciembre de 2010.

Las ventas de diesel alcanzaron 383.6 miles de barriles diarios, 3.4% más de las realizadas en 2010, con un cumplimiento de 99.8% de la meta. Su participación en las ventas totales de petrolíferos ascendió a 25.5%. El crecimiento en la demanda de diesel se explica por el aumento de la construcción de infraestructura carretera, además de la reactivación del autotransporte de pasajeros y de carga. Cabe señalar que al cierre de 2011, el INEGI^{11/} reportó un aumento de 2% y 3.5% en el número de vehículos para transporte de pasajeros y de carga, respectivamente.

VENTAS INTERNAS DE PETROLÍFEROS Y GAS LICUADO, 2011

(miles de barriles diarios)

CONCEPTO	2010	2011		VAR. (%) 11/10	CUMPL. (%) REAL/PROG.
		PROG.	REAL		
TOTAL ^{1/}	1,762.1	1,872.7	1,786.7	1.4	95.4
PETROLÍFEROS	1,474.2	1,585.2	1,501.9	1.9	94.7
Gasolinas automotrices	801.5	843.8	799.0	-0.3	94.7
Pemex Magna	743.7	779.4	738.6	-0.7	94.8
Pemex Premium	57.8	64.4	60.5	4.7	93.9
Turbosina	55.8	62.1	56.1	0.5	90.3
Diesel	371.1	384.2	383.6	3.4	99.8
Pemex Diesel	325.1	336.3	330.6	1.7	98.3
Combustóleo	184.9	202.7	200.6	8.5	99.0
Otros petrolíferos	60.9	92.3	62.5	2.6	67.7
GAS LICUADO	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.

1/ Incluye 0.6 miles de barriles diarios de gasnafta comercializada por Pemex-Petroquímica, al programa correspondieron 0.7 miles de barriles diarios de dicho producto.

Fuente: Base de Datos Institucional

- Durante 2011, las importaciones de diesel cubrieron 35.4% de las ventas debido a baja disponibilidad del producto. El diesel para uso automotriz, Pemex Diesel, promedió 330.6 miles de barriles diarios, equivalente a 86.2% de la demanda total de diesel, con un aumento de 1.7% respecto a 2010 y un cumplimiento de 98.3% de la meta programada. Al Valle de México se destinó 9.5% del volumen total de Pemex Diesel.

La comercialización de combustóleo ascendió a 200.6 miles de barriles diarios, 8.5% superior a la de 2010 debido a su mayor uso para generar energía eléctrica. El cumplimiento de la meta programada fue 99%. No obstante a que se cubrió la disponibilidad programada del combustóleo, 12.5% de su demanda se cubrió con importaciones.

- Se vendieron 199.1 miles de barriles diarios de combustóleos pesado, 8.9% más al volumen registrado en 2010, equivalente a 99.6% de la meta, a causa del bajo nivel de

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

lluvias y las altas temperaturas registradas durante 2011. A la CFE se vendieron 175.3 miles de barriles diarios, 13.4% mayor respecto del año previo, con un cumplimiento de 103.1% de la meta programada.

La venta de turbosina fue 56.1 miles de barriles diarios, 0.5% por arriba de la demanda de 2010 debido a la mejoría de las condiciones del tráfico aéreo realizado en el país durante el año. Sin embargo, el cumplimiento de 90.3% de la meta se debe a que el programa de ventas consideró una mayor reactivación de las rutas aéreas.

De otros petrolíferos, incluidos los asfaltos, lubricantes, parafinas, coque, gasavión, gasnafta y gasóleos se comercializaron 62.5 miles de barriles diarios, 2.6% mayor a la demanda de 2010. El cumplimiento de 67.7% de la meta proviene de la baja disponibilidad de los productos.

- En 2011 el coque promedió 31 mil barriles diarios, volumen 3.3% mayor al del año previo debido a que se superaron los efectos negativos derivados de condiciones climatológicas adversas que afectaron las refinerías de Madero y Cadereyta, y de un accidente en esta última, acaecidos en 2010. El cumplimiento de 61.3% de la meta proviene de la falta de disponibilidad de coque por problemas operativos en Madero y Cadereyta.
- La venta de asfaltos alcanzó 24.6 miles de barriles diarios, 4.2% superior a la del año previo debido a que la Secretaría de Comunicaciones y Transportes otorgó recursos a sus prestadores de servicios que permitieron un mayor retiro de asfalto. Mientras que el cumplimiento de la meta fue 76.2%, a causa de problemas operativos en las refinerías que limitaron su producción.
- Los lubricantes registraron una demanda de 4.2 miles de barriles diarios, 10.6% menor a la registrada en 2010, con un cumplimiento de 73.7% de la meta prevista. En ambas variaciones incidió la reducción del volumen proveniente de la refinería de Salamanca.

Las ventas de gas licuado alcanzaron 284.8 miles de barriles diarios, equivalente a una disminución de 1.1% respecto de 2010 y a un cumplimiento de 99.1% de la meta. La baja en el consumo de este combustible reflejó el efecto de una temporada invernal menos severa, si se compara con el año anterior. Resalta la participación de las ventas de la Terminal de Gas Licuado de Tepeji del Río que representaron 27.2% del volumen total.

- En el abasto del gas licuado destaca la menor disponibilidad del producto en refinerías, además de que sus importaciones 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 PETROQUÍMICOS BÁSICOS Y DESREGULADOS

En 2011, se comercializaron 4,251.4 miles de toneladas de petroquímicos, volumen 1.5% mayor al del año previo, donde destacan, entre otros productos, el estireno, metanol y polietileno de baja densidad. El cumplimiento de la meta fue 75.3%, debido a las ventas registradas, principalmente, en materia prima para negro de humo (petroquímico básico), propileno, amoniaco, cloruro de vinilo y polietilenos.

- Sobresale el comportamiento de los precios, que superaron los niveles de 2010, la mayor oferta de estireno y el aumento en el retiro de metanol y polietileno lineal de baja densidad, dada su competitividad en precio.

VENTAS INTERNAS DE PETROQUÍMICOS, 2011

(miles de toneladas)

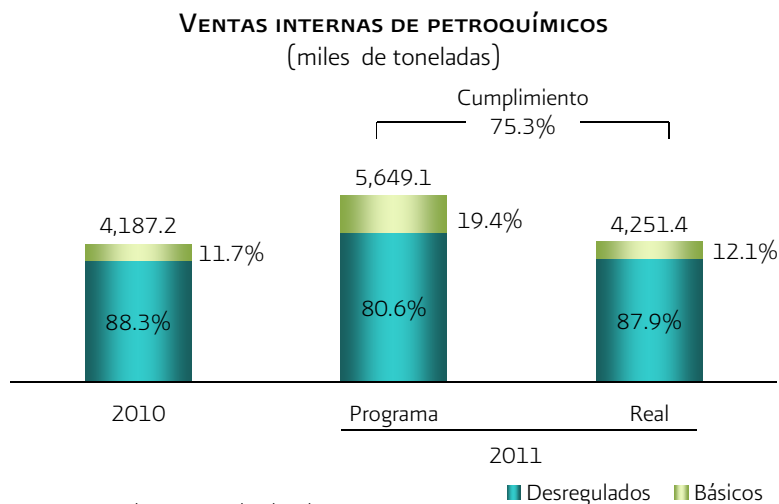
CONCEPTO	2010	2011		VAR. (%) 11/10	CUMPL. (%) REAL/PROG.
		PROG.	REAL		
TOTAL	4,187.2	5,649.1	4,251.4	1.5	75.3
Básicos	490.3	1,094.4	514.4	4.9	47.0
Desregulados	3,696.9	4,554.7	3,737.0	1.1	82.0
POR ORGANISMO SUBSIDIARIO					
Pemex-Gas y Petroquímica Básica	1,078.1	1,874.4	1,164.9	8.1	62.1
Pemex-Refinación	325.0	667.3	292.0	-10.2	43.8
Pemex-Petroquímica	2,784.1	3,107.4	2,794.6	0.4	89.9
PEMEX-PETROQUÍMICA, POR CADENA					
Derivados del etano	1,203.8	1,327.5	1,171.9	-2.6	88.3
Derivados del metano	1,234.0	1,344.4	1,256.2	1.8	93.4
Aromáticos y derivados	207.8	285.9	265.3	27.7	92.8
Propileno y derivados	78.0	99.7	69.5	-10.9	69.7
Otros ^{1/}	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.

Por clasificación, los petroquímicos básicos ascendieron a 12.1% del volumen total vendido y los desregulados 87.9%. Por organismo subsidiario, Pemex-Petroquímica comercializó 65.7%, Pemex-Gas y Petroquímica Básica 27.4% y Pemex-Refinación 6.9%.



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. En ambas variaciones incide la materia prima negro de humo (429.6 miles de toneladas), que aunque 2.5% superior al año previo, registró un cumplimiento de 42.3% de la meta.

Los petroquímicos desregulados registraron 3,737 mil toneladas de ventas, 1.1% más al volumen de 2010; respecto a la meta se tuvo un cumplimiento de 82%. El comportamiento de las ventas de Pemex-Petroquímica 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. Durante 2011, los derivados del etano registraron precios competitivos frente a las importaciones, favorecidos por la cotización del peso frente a otras monedas.
 - La demanda de polietilenos ascendió a 589.7 miles de toneladas, 1% superior al volumen de 2010, con un cumplimiento de 89.8% de la meta. Los polietilenos participaron con 50.3% del total de las ventas de derivados del etano, y en 22.1% del total de las ventas de Pemex-Petroquímica, incluidos los volúmenes exportados. En particular, las ventas del polietileno lineal de baja densidad ascendieron a 185.7 miles de toneladas, volumen 10% superior al de 2010, además de que representa un nivel récord desde que la planta Swing inició operación.

- El óxido de etileno alcanzó 20.6% de las ventas de esta cadena petroquímica, 241.3 miles de toneladas, 2.8% superior respecto de 2010, con un cumplimiento de 95.6% de la meta.
 - De cloruro de vinilo y glicoles etilénicos se vendieron 170 y 167.3 miles de toneladas, respectivamente, volúmenes menores 8.2% y 15% a los reportados en 2010, con un cumplimiento de la meta de 69.5% y 98.4%, en el mismo orden. La variación en el cloruro de vinilo se explica por problemas de producción en el Complejo Petroquímico Pajaritos.
 - El etileno registró ventas de 3.5 miles de toneladas, 9.4% mayores a las del año previo. La meta se cumplió en 89.7%.
- **DERIVADOS DEL METANO.** Las ventas de amoniaco, metanol y anhídrido carbónico totalizaron 1,256.2 miles de toneladas, volumen 1.8% superior al de 2010 debido a la reactivación de la producción de la planta Metanol II. El cumplimiento de 93.4% de la meta, es resultado de las variaciones a la baja del amoniaco, las cuales no se compensaron con la mayor demanda del metanol y el anhídrido carbónico.
- El amoniaco tuvo una participación de 66.3% del total de ventas de esta cadena petroquímica, con ventas que ascendieron a 833 mil toneladas, cifra 0.9% superior al consumo de 2010, con un cumplimiento de 83.3% de la meta. En el resultado influyeron el efecto combinado de las condiciones internacionales, que apoyaron el alza de los precios de los derivados del amoniaco, el nivel de consumo del amoniaco, ante las severas sequías que afectaron el ciclo de cultivo durante 2011, además de la salida de operación de una planta de amoniaco 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 se mantuvo la disponibilidad del producto, proveniente del Complejo Petroquímico Independencia, y a la competitividad de su precio, respecto de 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 estireno, 30.7% tolueno, 19.1% xilenos, 3.9% aromina 100 y 0.9% benceno.
- En las ventas de aromáticos y derivados destaca que con el propósito de optimizar su estructura financiera y dar respuesta a la variabilidad en el consumo de los principales

aromáticos y de sus derivados finales, se implantó en marzo la estrategia de control en la producción de subproductos de aromáticos que ajustó su disponibilidad y permitió mejorar sus márgenes económicos.

- 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 acrilonitrilo se comercializaron 39.1 miles de toneladas, de propileno 26.4 miles de toneladas y de ácido cianhídrico 4.1 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 cuyas ventas disminuyeron 19 mil toneladas, con un cumplimiento de la meta de 18.2%.

COMBATE AL MERCADO ILÍCITO DE COMBUSTIBLES

Petróleos Mexicanos continuó los esfuerzos y la 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.

En 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 100 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 recibió la señal de geoposicionamiento de 1,081 autotanques, propiedad de Pemex-Refinación, para la detección de desvíos de destino de entrega de combustible a estaciones de servicio y descargas en sitios no autorizados. Con la reciente adquisición y configuración de 434 unidades de geoposicionamiento, para su próxima instalación, el total de 1,360 autotanques propiedad del organismo subsidiario, estarán equipados. Durante 2011 se reportaron 86 casos de desvíos de ruta o paro no autorizado, se realizaron 78 investigaciones y se aplicaron sanciones, consistentes en llamados de atención hasta rescisiones. Cabe señalar que el número de investigaciones representa el número de personas investigadas, independientemente de cuántos casos se hayan acumulado.
- **EJECUCIÓN DE OPERATIVOS.** Se realizaron 29 operativos para reducir los faltantes en el traspaso del producto transportado por autotanques entre terminales de almacenamiento y reparto. Los operativos consistieron en la colocación de sellos metálicos, revisión física de autotanques, revisión de sistemas de medición en la carga, descarga y rastreo de las unidades.
- **MONITOREO DE LAS OPERACIONES EN TERMINALES.** El monitoreo se realizó en las 31 terminales que cuentan con circuito cerrado de televisión para vigilancia de áreas operativas y perimetrales y, en su caso, la verificación de eventos detectados por otros sistemas.

ACCIONES PARA ABATIR EL ROBO EN EL SISTEMA NACIONAL DE DUCTOS DE PEMEX-REFINACIÓN

En 2011 se fortaleció la vigilancia de los derechos de vía, con el apoyo de las secretarías de la Defensa Nacional y de Marina, la Procuraduría General de la República y la Policía Federal Preventiva. Como resultado de estos esfuerzos, se logró la detección de un mayor número de tomas clandestinas, que pasó de 631 en 2010 a 1,324 en 2011. Las acciones realizadas en esta materia son:

- La inspección de 1,185 kilómetros de ductos con equipo instrumentado equivalente a 97.2% de la meta anual.
- El seguimiento puntual y análisis de las bajas de presión, así como de la información proporcionada por el Sistema Integral de Transferencia de Custodia y la investigación de

los faltantes de productos.

- La reinspección, con equipo instrumentado, de los ductos con reincidencia de tomas clandestinas, caídas de presión y faltantes.
- El replanteamiento de las actividades de los patrullajes de vigilancia y celaje de los ductos, que realiza la Gerencia de Servicios de Seguridad Física (GSSF).
- La aplicación de los convenios de GSSF con las secretarías de la Defensa Nacional y de Marina, con la finalidad de hacer más eficiente la vigilancia de los centros de trabajo; así como, de realizar celajes y operativos carreteros en zonas de mayor índice de tomas clandestinas y bajas de presión.

Personal técnico especializado de Petróleos Mexicanos realizó los trabajos necesarios 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 para iniciar las averiguaciones correspondientes. En 2011 fueron detenidas 144 personas en flagrancia, por el delito de robo de hidrocarburos a través de tomas clandestinas en ductos, de las que 138 fueron consignadas por el Ministerio Público.

Se estima que el volumen de combustible sustraído ilegalmente a través de tomas clandestinas en el sistema de transporte por ductos, ascendió a 3,350,175 barriles, volumen que resulta 55% mayor respecto al estimado para 2010.

En el mayor número de tomas clandestinas y el volumen estimado de robo, sobresale la intervención del crimen organizado, factor que significa mayor riesgo para el personal operativo, los agentes de la GSSF y contratistas que realizan las corridas en ductos.

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 2011 se inspeccionaron 29,827 estaciones con laboratorios móviles, de las que 15 resultaron con producto fuera de especificación. Al cierre del año, se rescindió el contrato a seis estaciones de servicio.

- **OPERATIVO USUARIO SIMULADO.** La medición en dispensarios de 314 estaciones de servicio, localizadas en diferentes estados del país; reportó 145 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 88.5% a

97.9%, entre enero y diciembre de 2011. Destaca que el contrato Cualli especifica la obligación de tener controles volumétricos y transmitir la señal a Petróleos Mexicanos.

6.1.8 MERCADO INTERNACIONAL

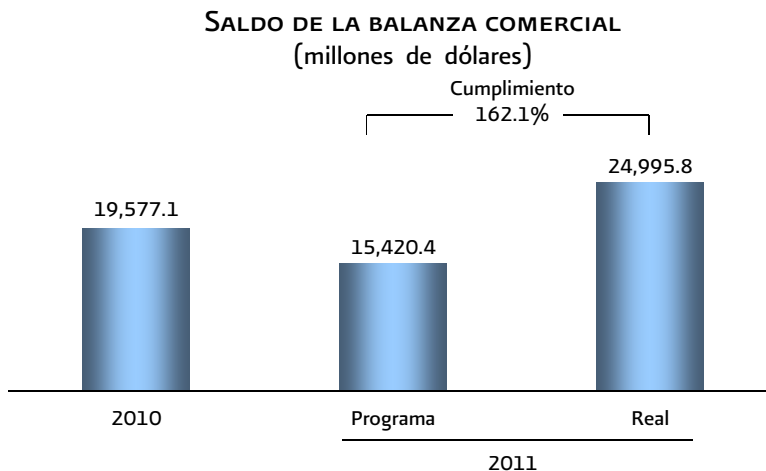
BALANZA COMERCIAL DE LA INDUSTRIA PETROLERA NACIONAL

En 2011, la balanza comercial de Petróleos Mexicanos registró un saldo favorable de 24,995.8 millones de dólares, 27.7% superior al obtenido el año previo, con un cumplimiento de la meta de 162.1%, como resultado del aumento de 14,770.5 millones de dólares en los ingresos por exportaciones, que sobrepasaron el incremento de 9,351.8 millones de dólares en las importaciones.

Las exportaciones de hidrocarburos alcanzaron 55,796.3 millones de dólares, 36% superiores a las de 2010, con un cumplimiento de la meta de 179.9%. La variación se originó por el mayor precio de la mezcla mexicana de crudo en el mercado petrolero internacional. Por tipo de producto, la participación en los ingresos de exportación fue: 88.4% petróleo crudo, 6.4% petrolíferos y gas licuado, 4.7% gasolina natural (naftas), 0.5% petroquímicos, y menos de 0.1% gas natural y condensados.

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%, resultado del aumento en las compras de petrolíferos, gas licuado, gas natural seco y por los mayores precios de los hidrocarburos. De las importaciones totales, 88.4% fueron petrolíferos, 7.1% gas licuado, 4.1% gas natural y 0.4% petroquímicos.

En 2011, el ingreso de divisas por exportaciones de crudo totalizó 49,322.3 millones de dólares, 37.1% superior al obtenido el año previo, con un cumplimiento de la meta de 179.8%, debido al alza en el precio del crudo exportado. Por tipo de crudo, 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.



Fuente: Base de Datos Institucional.

Las exportaciones de petróleo crudo promediaron 1,337.9 miles de barriles diarios, volumen 1.7% menor a las registradas en 2010, que representaron un cumplimiento de 116.4% de la meta. Por tipo, el crudo Maya participó con 77.4% del volumen exportado, el Olmeca 15.2% y el Istmo 7.4%.

- Los principales destinos del petróleo crudo de exportación fueron: 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, consecuencia del mayor volumen de importaciones de gas natural. El cumplimiento de la meta fue 136.2%.

- Por exportación de gas natural se obtuvieron 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.
- Las importaciones de gas natural ascendieron a 1,272.2 millones de dólares, monto que excedió 35.5% al erogado el año previo. El volumen promedió 790.8 millones de pies cúbicos diarios, 47.6% superior al del año anterior, con 157.3% de cumplimiento de la meta, resultado del aumento en la demanda, en particular de la Comisión Federal de Electricidad, junto con una menor oferta de gas directo de campos. Las importaciones de gas natural representaron 23.4% de las ventas nacionales, 6.9 puntos porcentuales más que en 2010.

VALOR DEL COMERCIO EXTERIOR DE HIDROCARBUROS
(millones de dólares)

CONCEPTO	2010	2011		VAR. (%) 11/10	CUMPL. (%) REAL/PROG.
		PROG.	REAL		
MILLONES DE DÓLARES					
SALDO	19,577.1	15,420.4	24,995.8	27.7	162.1
EXPORTACIONES	41,025.8	31,011.4	55,796.3	36.0	179.9
Petróleo crudo	35,985.4	27,427.0	49,322.3	37.1	179.8
Condensados	-	-	23.9	-	-
Gas natural seco	31.9	-	1.6	-95.0	-
Petrolíferos y gas licuado	2,915.3	1,788.4	3,569.1	22.4	199.6
Petroquímicos	244.6	238.1	260.2	6.4	109.3
Gasolina natural	1,848.7	1,558.0	2,619.3	41.7	168.1
IMPORTACIONES	21,448.8	15,591.0	30,800.6	43.6	197.6
Gas natural seco	939.2	933.3	1,272.2	35.5	136.3
Petrolíferos	18,709.2	12,886.1	27,208.2	45.4	211.1
Gas licuado	1,626.2	1,508.7	2,195.4	35.0	145.5
Petroquímicos	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 2011, la balanza comercial de productos petrolíferos y gas licuado presentó un saldo deficitario de 25,834.5 millones de dólares, importe 48.3% mayor al del año anterior y más del doble del déficit previsto. Este comportamiento fue resultado del incremento en los precios de los productos importados, y en los volúmenes importados de algunos de los productos.

- Las divisas por exportación de petrolíferos y gas licuado totalizaron 3,569.1 millones de dólares, 22.4% superior respecto a 2010, debido al aumento en el precio del combustóleo y de la exportación de diluyente (que creció 3.8 miles de barriles diarios). El cumplimiento de 199.6% de la meta se explica por el nivel de precios alcanzado.
 - En 2011, de combustóleo se exportaron 100.9 miles de barriles diarios, 17.5% menos que el año anterior, resultado de una menor disponibilidad del producto para exportación, ante el mayor consumo de la CFE para generar energía eléctrica. El combustóleo representó 91.9% de las divisas obtenidas por exportación de petrolíferos y 92.6% del volumen total de exportaciones de estos productos; Estados Unidos fue el destino hacia donde se dirigió 90.6% del volumen de combustóleo exportado.
- El valor de las importaciones de petrolíferos y gas licuado fue 29,403.6 millones de dólares, importe 44.6% superior al de 2010, que representó 204.3% de la meta, con motivo de las compras de mayores volúmenes de gasolinas, diesel (especialmente con bajo contenido de azufre) y combustóleo. De petrolíferos se importaron 595.8 miles de barriles diarios, 8.7% más que el año anterior, con un cumplimiento de 133.3% de la meta.
 - Las gasolinas registraron importaciones por un valor de 18,053 millones de dólares, monto 42.8% superior al del año anterior, con un cumplimiento de 187% de la meta. Las gasolinas representaron 58.6% de las divisas erogadas por importación de petrolíferos, así como 66.6% del volumen correspondiente, debido a su menor producción derivada de la reprogramación en el mantenimiento de las plantas del SNR, al diferimiento en la entrada de operación de las nuevas plantas del proyecto de reconfiguración de la Refinería de Minatitlán, así como, por la baja en los procesos de las refinerías de Cadereyta, Tula y Salamanca, por altas existencias de residuales, así como paros por mantenimiento correctivo en las refinerías del sistema.
 - La importación de diesel con bajo contenido de azufre ascendió a 6,428.1 millones de dólares, 89.3% mayor al valor del año previo, con un cumplimiento equivalente a cinco veces la meta programada. La variación proviene del menor proceso de crudo, problemas operativos y ambientales en los centros productores, que afectaron la disponibilidad de diesel.

- El volumen importado de gas licuado se ubicó en 82.4 miles de barriles diarios, 4.3% mayor respecto al año anterior, con cumplimiento de 104% de la meta, debido a la menor producción de Pemex-Refinación y problemas en el ducto Hobbs-Méndez en Estados Unidos y retraso de cargamentos a Topolobampo que complicaron la logística de suministro. El valor de las importaciones de gas licuado fue 35% superior al totalizar 2,195.4 millones de dólares.

En 2011, la balanza comercial de productos petroquímicos registró un superávit de 135.4 millones de dólares, 92.3% superior al registrado el año previo, monto que contrasta con el déficit programado de 24.7 millones de dólares, debido a mejores precios de exportación al aumento en las exportaciones de polietilenos de baja densidad y a menores importaciones de amoniaco y metanol.

- Por exportación de petroquímicos se obtuvieron 260.2 millones de dólares, 6.4% más que el año anterior, con un cumplimiento de 109.3% de la meta debido sobre todo al mayor ingreso de divisas por las exportaciones de polietilenos de baja densidad, butadieno y azufre. El volumen de petroquímicos exportados fue 458 miles de toneladas, 32.3% menor al del año previo y cumplimiento de 64.6% de la meta, derivado de la menor exportación de azufre, mezcla de xilenos, butadieno, benceno, etileno y tolueno, entre otros. Esta variación proviene de la baja disponibilidad de petroquímicos para exportación; sin embargo, el nivel de precios permitió compensar este resultado.
- El valor de la importación de petroquímicos fue 124.7 millones de dólares, 28.4% menos de lo ejercido en 2010, con un cumplimiento de 47.5% de la meta. Se importaron 98.3 miles de toneladas, volumen 63.3% inferior al del año anterior, equivalente a 22.9% del programa. Las importaciones se redujeron por la disponibilidad de metanol, amoniaco y polietilenos y por las condiciones prevalecientes en sus mercados.

Las divisas generadas por las exportaciones 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%. En volumen se registraron 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.

VOLUMEN DEL COMERCIO EXTERIOR DE HIDROCARBUROS

(miles de barriles diarios)

CONCEPTO	2010	2011		VAR. (%) 11/10	CUMPL. (%) REAL/PROG.
		PROG.	REAL		
EXPORTACIONES					
Petróleo Crudo	1,360.5	1,149.0	1,337.9	-1.7	116.4
Maya ^{1/}	1,074.0	938.0	1,035.7	-3.6	110.4
Istmo	74.9	25.5	99.3	32.6	389.4
Olmeca	211.7	185.5	202.9	-4.2	109.4
Condensados (Mbd)	-	-	0.7	-	-
Gas natural seco (MMpcd)	19.3	-	1.3	-93.3	-
Petrolíferos y gas licuado (Mbd)	125.1	73.1	108.9	-12.9	149.0
Petroquímicos (Mt)	676.5	709.0	458.0	-32.3	64.6
Gasolina natural (Mbd)	67.7	67.8	75.2	11.1	110.9
IMPORTACIONES					
Gas natural seco (MMpcd)	535.8	502.7	790.8	47.6	157.3
Petrolíferos (Mbd)	548.3	447.1	595.8	8.7	133.3
Gas licuado y propano (Mbd) ^{2/}	79.0	79.2	82.4	4.3	104.0
Petroquímicos (Mt)	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.

6.2 RESUMEN EJECUTIVO DEL PROGRAMA PARA INCREMENTAR LA EFICIENCIA OPERATIVA (PEO) POR ORGANISMO SUBSIDIARIO

Petróleos Mexicanos presentó en febrero de 2012 el informe de avance del Programa para Incrementar la Eficiencia Operativa 2008-2012 (PEO),^{12/} correspondiente a 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 12 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 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.
- El **CORPORATIVO DE PETRÓLEOS MEXICANOS** dio seguimiento a cinco metas, de las cuales tres resultaron sobresalientes y dos aceptables.

12/ 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.

De 87 metas evaluadas en el PEO, 23 calificaron sobresalientes (26.5%), 27 resultaron aceptables (31%), 34 insuficientes (39.1%) 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 rebombear 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 prevaiente 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.
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-EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN		
META	CAUSAS DE LA DESVIACIÓN	ACCIONES CORRECTIVAS O DE MEJORA
Índice de frecuencia de accidentes en exploración y producción.	- 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-REFINACIÓN		
META	CAUSAS DE LA DESVIACIÓN	ACCIONES CORRECTIVAS O DE MEJORA
Índice de intensidad energética.	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.	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). 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.
Utilización de la capacidad de destilación equivalente.		
Productividad laboral en refinerías.		
Días de autonomía de crudo en refinerías.	- 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.
Participación de los diferentes medios de transporte (ducto).	- 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-Confiabilidad en las seis refinerías del SNR.

PEMEX-REFINACIÓN		
META	CAUSAS DE LA DESVIACIÓN	ACCIONES CORRECTIVAS O DE MEJORA
Gasolina UBA producida/gasolina total producida.	<ul style="list-style-type: none"> - Refinerías de Cadereyta. Afectación en plantas catalíticas por ajuste de proceso de crudo y por retraso en mantenimiento de la planta catalítica. - 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-Confiable y Mejora al Desempeño Operativo en las seis refinerías del SNR.
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.
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.
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-Confiable 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-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 refinerías 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. 	<p>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.</p>

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 hidrodesulfuradora 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-Confiable y Mejora al Desempeño Operativo en las seis refinerías del Sistema Nacional de Refinación (SNR).</p>

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%. 	<p>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.</p>
Costo de mano de obra en los complejos procesadores de gas.		
Índice de frecuencia de accidentes.	<ul style="list-style-type: none"> - Registro de cuatro accidentes durante 2011. 	<p>Se trabaja en el Plan de Reforzamiento del Sistema de Seguridad, Salud y Protección Ambiental (SSPA) y en los talleres de aplicación de herramientas.</p> <p>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.</p>
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. 	<p>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.</p> <p>La estrategia consiste en el mantenimiento y certificación de 8,874 kilómetros de ductos para 2013.</p>
Inyección de gas natural de complejos procesadores de gas fuera de norma en nitrógeno al Sistema Nacional de Gasoductos.	<ul style="list-style-type: none"> - 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. 	<p>Continúa la implantación de acciones encaminadas a reducir el contenido de nitrógeno.</p> <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.		

PEMEX-PETROQUÍMICA		
META	CAUSAS DE LA DESVIACIÓN	ACCIONES CORRECTIVAS O DE MEJORA
Índice de productividad laboral.	- Al cierre 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.
Factor de insumo etano-etileno.	- 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).	- 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.	- 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.
Producto en especificación/producto entregado.	- 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.
Factor de insumo nafta-gasolinas.	- 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.

PEMEX-PETROQUÍMICA		
META	CAUSAS DE LA DESVIACIÓN	ACCIONES CORRECTIVAS O DE MEJORA
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.
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.
Factor de insumo gas natural-amoníaco.	<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, que también incluyó el cambio del aislamiento frío de dicha instalación. - Salida de operación de planta de amoníaco 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.
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. 	<p>Se implanta el plan para la reducción de accidentes en los centros de trabajo, con las siguientes acciones relevantes:</p> <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.

7. INVERSIONES

El programa de inversiones de Petróleos Mexicanos se ha fortalecido para impulsar el desarrollo de proyectos estratégicos en toda la cadena de valor, que le permitan elevar la rentabilidad social y financiera de sus inversiones, garantizar la oferta de insumos energéticos, a precios competitivos, con calidad y con criterios de sustentabilidad ambiental, conforme a la política energética contenida en el Plan Nacional de Desarrollo, en el marco del Programa Sectorial de Energía, del Programa Nacional de Infraestructura 2007-2012 (PNI) y de la Estrategia Nacional de Energía (ENE).

En exploración, las etapas de su proceso comprenden la evaluación del potencial petrolero, la incorporación de reservas y la delimitación de yacimientos. A continuación se detallan los aspectos sustantivos en los diferentes proyectos:

- El programa de evaluación del potencial petrolero considera la adquisición de información sísmica en dos dimensiones (2D) y tres dimensiones (3D), así como la perforación y terminación de pozos. Las actividades se realizaron en la Cuenca del Golfo de México Profundo (proyectos Golfo de México B y Golfo de México Sur) abarcando el proyecto Área Perdido y Cuichapa.
- Los trabajos de incorporación de reservas se desarrollaron en Burgos-Sabinas, Cosamaloapan, Comalcalco, Juliva, Simojovel, Cuichapa, Campeche Poniente, Litoral de Tabasco Marino y Papaloapan B.
- En delimitación de yacimientos, la estrategia exploratoria se orientó a la reclasificación de reservas para reducir el costo de descubrimiento y desarrollo, disminuir la incertidumbre para la fase de desarrollo de campos. Las actividades contenidas en el programa de delimitación de yacimientos se dieron en el proyecto Litoral de Tabasco Marino.

Durante 2011, Pemex-Exploración y Producción continuó con la ejecución de acciones orientadas a incrementar las reservas de hidrocarburos, estabilizar los niveles de producción de petróleo crudo y gas natural, y mejorar el aprovechamiento de gas hidrocarburo, así como la implantación de las etapas del Sistema de Seguridad, Salud y Protección Ambiental.

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 materia de gas y petroquímica básica, se 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 eléctrica,

así como atender la demanda de etano requerida por el proyecto Etileno XXI.

En petroquímica la meta estratégica del organismo 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 la de impulsar la modernización tecnológica, así como las economías de escala de las cadenas rentables para reducir costos de producción, tener procesos más eficientes, una mayor integración con las etapas posteriores y mejor cuidado del medio ambiente; así como, establecer mecanismos que promuevan una mayor participación de inversión complementaria.

El Corporativo de Petróleos Mexicanos mejora, actualiza y complementa su infraestructura, en particular los servicios de salud, a fin de brindar a los organismos subsidiarios y al personal en general, servicios eficientes y competitivos.

7.1 PRESUPUESTO DE INVERSIÓN EN DEVENGABLE, CONSOLIDADO Y POR ORGANISMO SUBSIDIARIO

En el Presupuesto de Egresos de la Federación de 2011 (PEF) se aprobaron 307,078.8 millones de pesos de recursos presupuestarios para inversión en Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios. De este monto total, la distribución por organismo subsidiario fue la siguiente: Pemex-Exploración y Producción, 85%; Pemex-Refinación, 11.6%; Pemex-Gas y Petroquímica Básica, 1.6%; Pemex-Petroquímica, 1.2% y Corporativo, 0.6%. Durante 2011, se aprobaron seis adecuaciones al presupuesto anual de Petróleos Mexicanos, que disminuyeron 39,156.6 millones de pesos (12.8%) la inversión asignada; estas cifras no incluyen 0.2 millones de pesos de los fondos de inversión. Todos los organismos subsidiarios presentaron reducciones en su presupuesto de cierre preliminar respecto del PEF.

PETRÓLEOS MEXICANOS
PRESUPUESTO DE INVERSIÓN
(millones de pesos)

Concepto	2010 PEF	2011		
		PEF	Adecuado	Adecuado /PEF Variación %
Presupuestaria	287,677.7	307,078.8	267,922.2	-12.8
Pemex-Exploración y Producción	243,445.7	261,099.0	236,102.6	-9.6
Pemex-Refinación	32,984.2	35,541.0	25,205.2	-29.1
Pemex-Gas y Petroquímica Básica	5,397.3	4,800.1	3,183.8	-33.7
Pemex-Petroquímica	4,980.7	3,852.9	2,722.1	-29.3
Corporativo	869.9	1,785.8	708.5	-60.3

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

Fuente: Base de Datos Institucional.

7.1.1 EJERCICIO DEL PRESUPUESTO DE INVERSIÓN DE LA INDUSTRIA PETROLERA ESTATAL

Al 31 de diciembre de 2011, la inversión total ejercida por Petróleos Mexicanos y organismos subsidiarios ascendió a 267,711.3 millones de pesos, 12.8% menor a lo aprobado originalmente y 0.9% inferior en términos reales a lo ejercido en 2010. En el resto de este apartado las comparaciones entre 2011 y 2010 se presentan siempre en términos reales.

De la inversión total, 267,711.1 millones de pesos fueron de inversión presupuestaria, que incluye supervenientes (gastos derivados de accidentes e imprevistos) por 2,495.8 millones de pesos, además de recursos fuera de presupuesto por 0.2 millones de pesos del Fondo de Ingresos Excedentes (FLEX), en Pemex-Exploración y Producción.

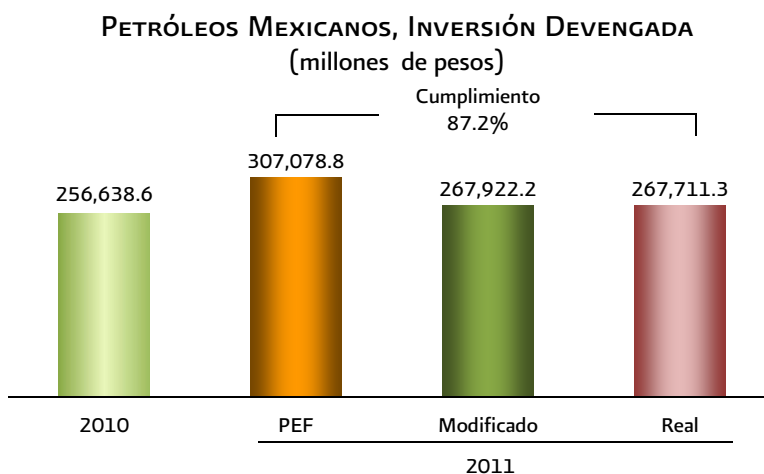
PETRÓLEOS MEXICANOS
INVERSIÓN DEVENGADA, ENERO-DICIEMBRE
(millones de pesos)

CONCEPTO	2010	2011			CUMPLIMIENTO (%)		VARIACIÓN REAL ^{1/} (%) 2011/2010
		PROGRAMA	ADECUADO	EJERCICIO	PROG.	ADEC.	
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.



Por organismo subsidiario el ejercicio de la inversión se describe a continuación:

7.1.2 PEMEX-EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

Para 2011, el organismo subsidiario identificó diversas áreas de oportunidad para lograr alcanzar las metas de reposición de reservas para lo que se han establecido varias líneas de acción:

- Asegurar la inversión para continuar el programa exploratorio, asignando un presupuesto para mantener un programa de delimitación sostenido que permita reclasificar la reserva 3P descubierta.
- Fortalecer la base de datos de oportunidades exploratorias tomando como fuente los recursos prospectivos, considerando los estudios post-perforación y de *plays*.
- Adquirir sísmica en aguas profundas del Golfo de México con el barco dedicado, para detectar oportunidades de volúmenes importantes de recursos prospectivos e incrementar así, la certidumbre del potencial petrolero en esta cuenca.

La inversión total devengada en Pemex-Exploración y Producción fue 235,899.7 millones de pesos, menor 0.1% y 9.7% respecto a 2010 y al programa original, respectivamente, debido sobre todo a atrasos y reprogramación de actividades para la terminación de pozos; este monto incluye supervenientes por 1,479.8 millones de pesos. Del monto total de inversión, 235,899.7 millones de pesos provinieron de recursos presupuestales y 0.2 millones de pesos del FIEX. Los principales campos donde se dieron atrasos en la Región Norte fueron Alondra, Arcabuz, Arcos, Axon, Comitas, Corindón, Cougar, Cuatro Milpas, Cucaña, Cuervito, Cuitláhuac, Culebra, Dunas, Murex, Nejo, Palmito, Ricos, Santa Anita, Santa Rosalía y Velero. En la Región Sur se pueden citar Bricol, Tupilco, Madrefil, Jujo y Tecominoacán. En la Región Marina Noreste fue el campo Akal (pozos Cantarell) y en la Región Marina Suroeste los campos May y Yaxché.

En materia de exploración y producción de hidrocarburos, de la inversión ejercida en 2011 por línea de negocio, 73% se destinó a actividades de explotación, 13% a exploración, 12% a las actividades de mantenimiento y 2% a seguridad industrial y protección ambiental.

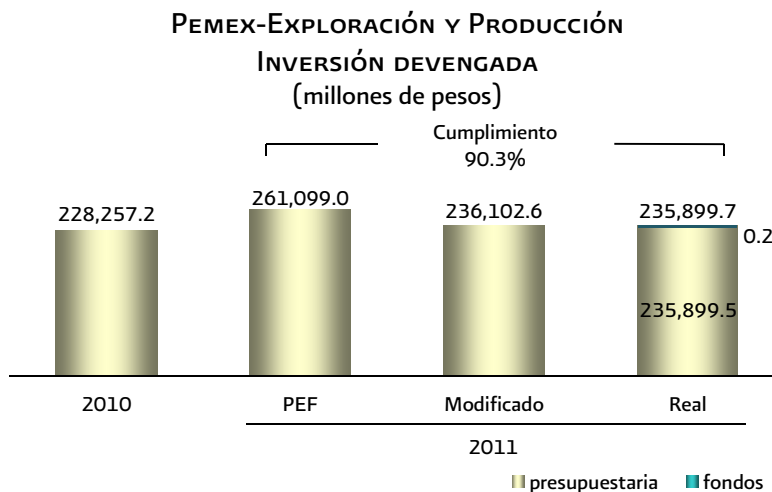
Los activos integrales (proyectos) con mayor ejercicio de recursos en 2011 fueron: Cantarell, Programa Estratégico de Gas, Ku-Maloob-Zaap, Burgos y Aceite Terciario del Golfo, que en conjunto representaron 70.6% de la inversión total del organismo subsidiario.

Entre los principales resultados de estas inversiones, se encuentran los siguientes:

- En Cantarell se invirtió 50,351.3 millones de pesos, recursos que se utilizaron en la terminación de 18 pozos de desarrollo y la instalación de la plataforma recuperadora de pozos tipo tetrápodo Kambesah, además se realizaron 52 intervenciones mayores a pozos. El objetivo es recuperar el volumen de reservas mediante iniciativas de explotación, administrando la declinación de sus campos e incrementando el factor de recuperación de hidrocarburos; continuar con el mantenimiento de presión así como con la perforación de pozos de desarrollo, procesos de recuperación mejorada, además de asegurar la integridad del personal e instalaciones, y la protección al medio ambiente. El avance físico del proyecto fue 67.8%.
- En el Programa Estratégico de Gas se erogaron 34,161.7 millones de pesos, con lo que se concluyeron 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. Se terminaron dos gasoductos marinos de 10 pulgadas de diámetro, con una longitud total de 38.9 kilómetros. Con este proyecto se 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 plazo, a fin de satisfacer la demanda interna y reducir las importaciones.
- En Ku-Maloob-Zaap se gastaron 28,962.7 millones de pesos con lo que concluyeron 12 pozos de desarrollo y una plataforma de generación de energía eléctrica PG-Zaap-C. Se instalaron ocho cables eléctricos submarinos de la plataforma de generación a plataformas periféricas de Maloob y Zaap. Se terminaron dos gasoductos con una longitud de 32 kilómetros y se terminaron 16 intervenciones mayores. Alcanzó 52.3% de avance físico. El objetivo del proyecto es producir las reservas de crudo y gas asociado, optimizando el 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, lo anterior permitirá la recuperación de su reserva y reducir la tendencia de disminución de presión.
- A Burgos se destinaron 26,936.6 millones de pesos, lo que permitió alcanzar 49.6% de avance

físico. En 2011 se concluyeron 173 pozos de desarrollo^{13/} y 14 exploratorios, siete gasoductos de 12 a 30 pulgadas de diámetro, con una longitud total de 206.1 kilómetros, tres gasolinoductos con una longitud de 17.9 kilómetros, 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, se terminaron 405 intervenciones mayores. Tiene como objetivo desarrollar el potencial productivo de las Cuencas de Burgos, Sabinas y el área de Piedras Negras en la zona noreste del país y con ello fortalecer la oferta de gas natural, mediante el desarrollo de los campos con mayor reserva probada y probable.

- En Aceite Terciario del Golfo se invirtieron 26,156.3 millones de pesos, con lo cual se terminaron 513 pozos de desarrollo, dos gasoductos terrestres de 16 pulgadas de diámetro y un oleoducto de 8 pulgadas, con una longitud total de 25.5 kilómetros de la batería Coyotes 2 a la batería Soledad Norte. Asimismo, se terminó la batería de separación Remolino III y se terminaron 276 intervenciones mayores. El objetivo del proyecto es explotar las reservas de hidrocarburos de Chicontepec mediante un desarrollo sustentable, incrementando la producción con la perforación intensiva de pozos, con una estrategia de generación de valor, producción y atención del medio ambiente y el entorno socioeconómico. Su avance físico acumulado fue 16.6%.



Fuente: Base de Datos Institucional.

- En el Complejo Antonio J. Bermúdez se ejercieron 13,916.8 millones de pesos, con lo que se concluyeron dos gasoductos de 36 pulgadas del área Oxiacaque-Cunduacán y 84 pozos de desarrollo, se terminaron 40 intervenciones mayores. Su objetivo es acelerar el ritmo de extracción de hidrocarburos, mejorando el factor de recuperación de los yacimientos y asegurar la continuidad de la operación de sus campos, maximizando el valor económico de

13/ No incluye proyectos especiales ni pozos accidentados.

su explotación; todo dentro de un marco estricto de seguridad, y respeto al medio ambiente y a las comunidades. Se alcanzó 58.1% de avance físico.

PEMEX-EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN
PROYECTOS DE INVERSIÓN (DEVENGADO) ^{1/}
(millones de pesos)

CONCEPTO	2010	2011			CUMPLIMIENTO (%)		VAR. REAL ^{2/} (%) 2011/2010
		PROGRAMA	ADECUADO	EJERCICIO	PROG.	ADEC.	
TOTAL	228,257.2	261,099.0	236,102.6	235,899.7	90.3	99.9	-0.1
Cantarell	47,311.7	53,311.0	49,925.6	50,351.3	94.4	100.9	2.9
Programa Estratégico de Gas	33,556.7	45,636.5	34,265.1	34,161.7	74.9	99.7	-1.6
Ku-Maloob-Zaap	22,813.6	35,044.3	29,044.5	28,962.7	82.6	99.7	22.8
Burgos	32,837.7	23,961.4	26,946.3	26,936.6	112.4	100.0	-20.7
Aceite Terciario del Golfo	27,533.1	24,316.8	26,170.6	26,156.3	107.6	99.9	-8.1
Complejo Antonio J. Bermúdez	11,521.0	13,610.7	13,927.2	13,917.8	102.3	99.9	16.8
Poza Rica	5,407.0	5,690.9	7,172.8	7,179.4	126.2	100.1	28.4
Delta del Grijalva	6,004.4	6,190.8	7,133.2	7,140.7	115.3	100.1	15.0
Chuc	4,281.9	6,925.1	6,515.9	6,518.8	94.1	100.0	47.2
Jujo-Tecominoacán	7,000.6	6,460.1	6,135.7	6,152.7	95.2	100.3	-15.0
Bellota-Chinchorro	6,000.1	5,500.2	6,086.1	6,075.0	110.5	99.8	-2.1
Reingeniería del sistema de recuperación secundaria del Campo Tamaulipas-Constituciones	3,418.3	4,736.1	5,220.4	5,159.9	108.9	98.8	46.0
Caan	2,309.7	2,924.2	2,811.3	2,812.4	96.2	100.0	17.7
Cactus-Sitio Grande	1,583.9	2,484.0	2,503.7	2,504.8	100.8	100.0	52.9
Yaxche	3,740.6	6,701.3	2,706.6	2,338.3	34.9	86.4	-39.5
El Golpe-Puerto Ceiba	1,218.9	2,542.4	1,778.3	1,764.2	69.4	99.2	40.0
Arenque	1,780.9	3,319.9	1,337.4	1,339.6	40.4	100.2	-27.3
Seguridad y Protección Ambiental de PEP, 1° etapa	489.1	711.7	1,255.3	1,255.1	176.4	100.0	148.2
Och-Uech-Kax	1,454.9	1,474.9	1,227.4	1,227.8	83.2	100.0	-18.4
Ek Balam	2,755.6	3,675.5	937.6	947.6	25.8	101.1	-66.7
Cárdenas	1,231.5	786.9	628.0	641.3	81.5	102.1	-49.6
Ayin-Alux	1,224.9	1,308.8	618.9	618.9	47.3	100.0	-51.1
Carmito-Artesa	527.2	653.0	544.9	545.0	83.5	100.0	-0.0
Mantenimiento de la Región Sur, 1° etapa	381.6	424.6	372.4	372.4	87.7	100.0	-5.6
Lakach	1,200.4	752.2	257.5	259.3	34.5	100.7	-79.1
Otros proyectos	672.0	1,955.4	579.9	560.1	28.6	96.6	-19.4

1/ Incluye fondos y recursos supervenientes.

2/ 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: Petróleos Mexicanos

7.1.3 PEMEX-REFINACIÓN

La inversión total devengada en Pemex-Refinación ascendió a 25,226.9 millones de pesos, 8.8% superior respecto a 2010 y 29% menor a lo programado, sobre todo por la

reprogramación en ejecución de obra por cambio de especificaciones y retrasos en la recepción de partes y materiales. El total incluye 873.1 millones de pesos de recursos supervenientes.

Los proyectos con mayor ejercicio de recursos fueron calidad de los combustibles, la reconfiguración de la refinería de Minatitlán, mantenimiento de la producción de las seis refinerías, e Infraestructura para incrementar la capacidad del sistema de almacenamiento y distribución Tuxpan-México. Los avances de los principales proyectos fueron:

- Proyecto calidad de los 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 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. Para el paquete de las refinerías de Tula y Salamanca se han implantado diversas acciones para abatir retrasos, como la reprogramación de los documentos de ingeniería pendientes de emitir, misma que no afecta el monto ni la terminación del contrato. Se trabaja de manera conjunta entre Pemex-Refinación y la contratista para detectar áreas de oportunidad como la revisión de estrategias constructivas para acelerar y ejecutar los trabajos de manera continua, la formación de grupos de especialistas entre ambas partes y la asignación de inspectores del contratista en los talleres de fabricación. Se asignó más personal para la compra del equipo principal y la entrega de materiales. La Refinería de 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 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. El avance físico al cierre de 2011 fue 41.5% para la fase gasolinas.

- Fase diesel, cuyo propósito es producir diesel UBA. Al cierre de diciembre de 2011, se recibió el paquete de ingeniería para las plantas hidrodesulfuradoras 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 de la etapa FEL 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.
- Las inversiones para mantener la producción de las refinerías del SNR fueron 8,843 millones de pesos, 35.1% de los recursos totales del organismo subsidiario.
- 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. También incluye una unidad de servicios auxiliares (dos calderas y un turbogenerador) y obras de integración que incluyen un gasoducto de 12 pulgadas de diámetro y 12 kilómetros de longitud, que va desde el rancho "Los cocodrilos" hasta el patín de regulación URA-002 en el interior de la refinería; un oleoducto de 30 pulgadas de diámetro y 12 kilómetros de longitud, desde "Los cocodrilos" hasta el patín de regulación URA-001, un hidrogenoducto de 10 pulgadas de diámetro y 25.4 kilómetros de longitud, construido entre el Complejo Petroquímico La Cangrejera y el interior de la refinería; un clarifloculador; tres quemadores elevados; y dos torres de enfriamiento; entre otros. El avance físico del proyecto al cierre de 2011 fue 99.3% (ver nota temática 6).
 - 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.

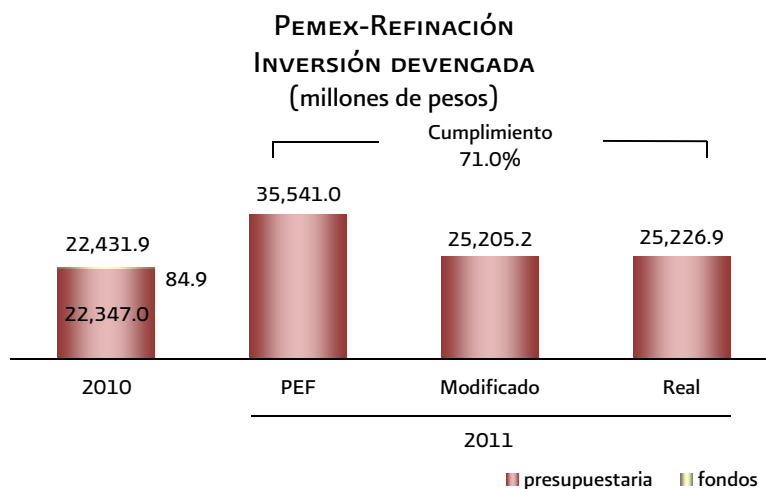
- En el primer bloque, la planta hidrodesulfuradora de diesel se encuentra en operación normal con una carga promedio de 30 mil barriles diarios de diesel UBA; de la planta de hidrógeno, se encuentra en operación el tren A y al 70% de capacidad el tren B; de la planta recuperadora de azufre, el tren 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 hidrodesulfuradora 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 hidrogeno producto 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 hidrodesulfuradora de nafta de coque y la regeneradora de aminas se encuentran en operación.
- Construcción de la nueva refinería de Tula. En 2011 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. El avance físico fue 5% al cierre de 2011 (ver nota temática 5).
- Al 31 de diciembre de 2011 los avances fueron: 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 para la refinería y los ductos; continúa en negociación el convenio de colaboración con el Gobierno de Hidalgo. En lo que respecta a la barda perimetral ésta lleva un avance superior al 80%, faltando por concluir algunas secciones

en donde hay canales, basureros y áreas del INAH. Los trabajos asociados iniciaron en 2011 y su conclusión está prevista en 2012.

- 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. El proyecto comprende la construcción de un poliducto de 18 pulgadas de diámetro y 103 kilómetros de longitud entre Cima de Togo a Venta de Carpio, una estación de bombeo (Beristáin) y la actualización tecnológica de estaciones de bombeo, así como la construcción de cinco tanques de almacenamiento de 100 mil barriles de capacidad y de un muelle en la Terminal Marítima de Tuxpan, entre otras obras. El avance físico fue 62.8% al cierre de 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; además en la estación de bombeo Beristáin se terminó la instalación de dos turbinas, concluyó la interconexión del poliducto de 18 pulgadas en noviembre y se inauguró la estación Beristáin en diciembre de 2011.
- Renovación de la flota petrolera, con este proyecto 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 buquetanques (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. Al cierre de 2011 el avance físico fue 19.6% (ver nota temática 7).
- 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 de 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.
- 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. El objetivo del proyecto es posicionar a la Refinería de Salamanca como una instalación de alta conversión, rentable,

competitiva, eficiente, segura y ambientalmente limpia, en el contexto del programa de reconfiguración del SNR. 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 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 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%.



Fuente: Base de Datos Institucional.

- 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. En 2011 se alcanzó un avance físico de 72%.

- 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. Al cierre del año se tuvo un avance físico de 8%.

PEMEX-REFINACIÓN
PROYECTOS DE INVERSIÓN (DEVENGADO)^{1/}
(millones de pesos)

CONCEPTO	2010	2011			CUMPLIMIENTO (%)		VAR. REAL ^{2/}
		PROGRAMA	ADECUADO	EJERCICIO	PROG.	ADEC.	2011/2010
TOTAL	22,431.9	35,541.0	25,205.2	25,226.9	71.0	100.1	8.8
Calidad de los Combustibles	3,359.1	9,287.1	5,785.5	5,785.5	62.3	100.0	66.6
Minatitlán	4,779.4	1,670.0	3,504.1	3,504.1	209.8	100.0	-29.1
Mantenimiento de la producción de las seis refineras	8,706.8	9,079.9	8,821.3	8,843.0	97.4	100.2	-1.8
Estudio de preinversión para Calidad de los Combustibles	463.6	1,230.9	1,103.8	1,103.8	89.7	100.0	130.2
Infraestructura para incrementar la capacidad del sistema de almacenamiento y distribución Tuxpan-México.	564.3	1,106.1	845.8	845.8	76.5	100.0	44.9
Tren energético de la refinera de Salamanca	85.1	548.3	466.5	466.5	85.1	100.0	430.1
Estudio de preinversión para la Conversión de residuales Salamanca	52.2	1,014.8	437.6	437.6	43.1	100.0	710.7
Sostenimiento de la operación de las Terminales Golfo	359.0	383.5	408.4	408.4	106.5	100.0	10.0
Actualización de las turbinas de gas en las estaciones de bombeo de la red nacional de ductos de Pemex-Refinación.	155.1	-	297.8	297.8	-	100.0	85.7
Modernización flota mayor	246.3	312.0	259.9	259.9	83.3	100.0	2.0
Otros proyectos	3,661.1	10,908.4	3,274.5	3,274.5	30.0	100.0	-13.5

1/ Incluye fondos y recursos supervenientes.

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

3/ No incluye estudios de preinversión.

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

Fuente: Petróleos Mexicanos

7.1.4 PEMEX-GAS Y PETROQUÍMICA BÁSICA

La inversión total devengada en el organismo subsidiario ascendió a 3,186.9 millones de pesos, 16.6% menor respecto a 2010, con un cumplimiento de la meta de 66.4%, originado por menores gastos en la construcción de obras, y en las rehabilitaciones y modificaciones por contrato, resultado de que se reprogramó por razones técnicas la construcción de algunos proyectos como la planta criogénica del Complejo Procesador de Gas de Poza Rica, la construcción de plantas de otros complejos y la modernización de otras instalaciones existentes. Asimismo se reprogramó la

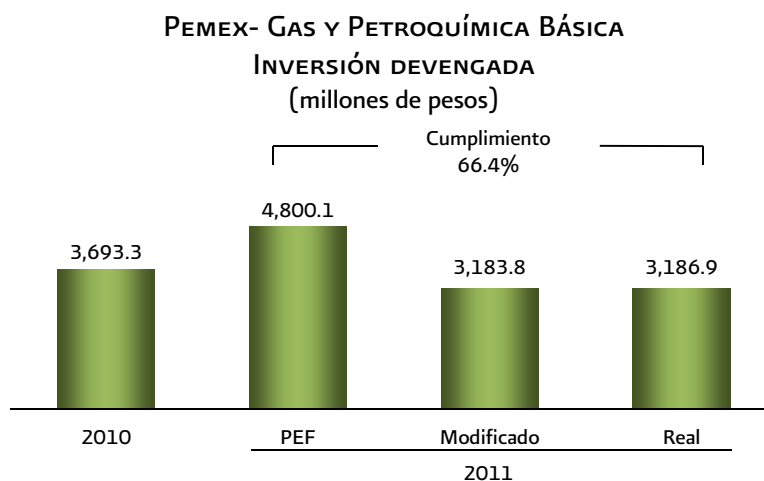
rehabilitación de turbocompresores de algunos complejos procesadores de gas y los trabajos relativos al ducto de petroquímicos vía Agave y transporte de petroquímicos de Nuevo Pemex, así como la estación de compresión de Omealca, entre otros. El monto total incluye 141.5 millones de pesos de recursos supervenientes.

Los proyectos con mayor ejercicio de recursos fueron: la planta criogénica de 200 millones de pies cúbicos diarios en el Complejo Procesador de Gas Poza Rica; rehabilitación de redes contra incendio de los complejos procesadores de gas; libramientos, rehabilitaciones y adquisiciones para la red de ductos de la región Centro Etapa 2; e incremento de la capacidad de las plantas actuales en el Complejo Procesador de Gas Poza Rica, entre otros:

- En la construcción de la planta criogénica en el Complejo Procesador de Gas Poza Rica se invirtieron 1,083.7 millones de pesos, monto 39.5% menor al observado el año anterior, con un cumplimiento de 58.1% de la meta y 100% del adecuado. El objetivo es contar con la infraestructura necesaria para procesar 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. Al cierre de 2011 el proyecto tiene un avance físico de 85.1%.
 - En 2011 concluyó la ingeniería básica y de detalle; terminó 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; continúan 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, así como la construcción de los sistemas de drenaje y de plantas de tratamiento de efluentes, entre otros.
- En la construcción de libramientos, rehabilitaciones y adquisiciones de la región centro, y en mantenimiento integral de ductos se emplearon 183.4 millones de pesos. La estación de compresión Emiliano Zapata y el libramiento a Xalapa tienen como objetivo 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. El libramiento Xalapa 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 (ver nota temática 10).
- 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, 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, el cual se utilizará en los procesos del mismo complejo, 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%.



Fuente: Base de Datos Institucional.

- 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 hasta un millón de toneladas anuales para la producción de etileno y sus derivados, la cual tiene una fecha estimada de entrada en operación en el primer semestre de 2015 (ver nota temática 9).
- En agosto de 2011 el Instituto Mexicano del Petróleo (IMP) inició los trabajos para la “Ingeniería Básica del esquema de procesamiento de las Plantas Endulzadoras y Fraccionadoras e Interconexiones para suministrar el etano requerido en el Proyecto Etileno XXI”, que incluye la ingeniería en los complejos procesadores de gas de Cactus y Nuevo Pemex. Al cierre del año, el IMP se encontraba trabajando en ambos complejos y se estima termine la ingeniería en abril de 2012 para proceder a la obtención de la

acreditación FEL III, y el inicio de los procesos licitatorios para ejecución de las obras en el tercer trimestre de 2012.

- Se preparó la documentación para la etapa FEL II de la conversión de la planta criogénica II del Complejo Procesador de Gas de Ciudad Pemex, la cual se está validando y se espera se acredite para iniciar la contratación de la ingeniería básica en mayo de 2012.

PEMEX-GAS Y PETROQUÍMICA BÁSICA
PROYECTOS DE INVERSIÓN (DEVENGADO)^{1/}
(millones de pesos)

Concepto	2010	2011			Cumplimiento (%)		Var. real ^{2/} (%) 2011/2010
		Programa	Adecuado	Ejercicio	Prog.	Adec.	
Total	3,693.3	4,800.1	3,183.8	3,186.9	66.4	100.1	-16.6
Planta criogénica del Complejo Procesador de Gas Poza Rica	1,733.4	1,865.4	1,083.7	1,083.7	58.1	100.0	-39.5
Conservación de la capacidad de procesamiento en el Complejo Procesador de Gas Nuevo Pemex	303.6	89.8	234.7	234.7	261.4	100.0	-25.2
Rehabilitación de redes contra incendio de los complejos procesadores de gas	217.2	188.5	157.2	157.2	83.4	100.0	-30.0
Reparaciones y remodelaciones de bienes inmuebles	0.3	58.0	150.3	150.3	259.1	100.0	n.s.
Mantenimiento integral del transporte por ducto a nivel nacional	113.2	77.7	129.7	129.8	167.1	100.1	10.9
Rehabilitaciones y adquisiciones para la red de ductos región Sur Etapa 2	66.0	118.0	112.3	112.3	95.2	100.0	64.5
Modernización de sistemas de medición, control y seguridad de los complejos procesadores de gas	-	69.8	111.2	111.2	159.3	100.0	-
Conservación y mantenimiento de los servicios auxiliares en el Complejo Procesador de Gas Cactus	7.1	16.6	106.7	106.7	642.8	100.0	1,353.3
Rehabilitación de las instalaciones de fraccionamiento en el Complejo Procesador de Gas Cactus	-	50.0	105.1	105.1	210.2	100.0	-
Rehabilitaciones, modificación y modernización de las estaciones de compresión y bombeo a nivel nacional	18.7	55.5	98.6	98.6	177.7	100.0	409.9
Incremento de capacidad de las plantas actuales en el Complejo Procesador de Gas Poza Rica	149.9	75.0	96.5	96.5	128.7	100.0	-37.7
Conservación y mantenimiento de los servicios auxiliares del Complejo Procesador de Gas Ciudad Pemex	47.5	71.3	71.3	71.3	100.0	100.0	45.2
Otros proyectos	1,036.3	2,064.3	726.4	729.5	35.3	100.4	-31.9

1/ Incluye fondos y recursos supervenientes.

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

n.s. No significativo.

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

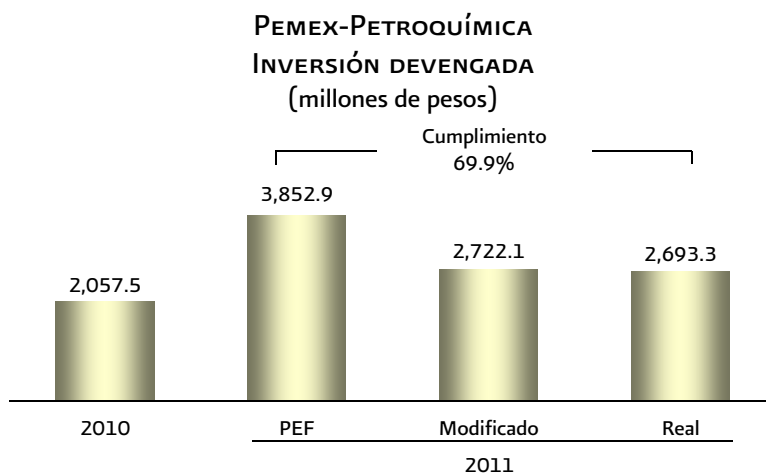
Fuente: Petróleos Mexicanos

- 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; y del 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.

7.1.5 PEMEX-PETROQUÍMICA

En petroquímica la inversión total ascendió a 2,693.3 millones de pesos (incluye 1.3 millones de pesos de recursos supervenientes), 26.6% superior al ejercido en 2010, con un cumplimiento de la meta de 69.9%. 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.



Fuente: Base de Datos Institucional.

- Los recursos se destinaron a proyectos estratégicos, entre los que se encuentra la Ampliación y Modernización del Tren de Aromáticos en el Complejo Petroquímico La Cangrejera, la primera parte del proyecto IPC-I Unidad de Proceso CCR Platforming, presenta al 31 de diciembre de 2011 un avance físico de 92.7%. La segunda parte, que

corresponde al IPC-2 (Tatoray-Parex-Revamps), se encuentra en desarrollo de la etapa FEL III, cuya terminación se estima en el segundo semestre de 2012. Al cierre de 2011 quedó pendiente la formalización de la obra relacionada con la elaboración de bases de diseño para la segunda fase del proyecto de modernización y ampliación del tren de aromáticos. Se ejercieron 1,353.2 millones de pesos, 49.8% más que lo erogado el año previo, con un cumplimiento de 100.3% de la meta y 98.2% del adecuado.

- 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. Se estima que la culminación de los documentos para obtener la FEL III será en el segundo semestre de 2012.
- 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.

PEMEX-PETROQUÍMICA
PROYECTOS DE INVERSIÓN (DEVENGADO)^{1/}
(millones de pesos)

CONCEPTO	2010	2011			CUMPLIMIENTO (%)		VAR. REAL (%) 2011/2010
		PROGRAMA	ADECUADO	EJERCICIO	PROG.	ADEC.	
TOTAL	2,057.5	3,852.9	2,722.1	2,693.3	69.9	98.9	26.6
Modernización y ampliación del Tren de Aromáticos I	873.4	1,349.6	1,378.2	1,353.2	100.3	98.2	49.8
Mantenimiento de la capacidad de producción de la planta de etileno del Complejo Petroquímico Morelos	-	249.0	309.7	309.7	124.4	100.0	-
Eficientización del almacenamiento y distribución I	10.2	109.9	119.3	119.3	108.6	100.0	1,031.0
Sostenimiento de la capacidad de producción de Derivados del Etano II, en el Complejo Petroquímico Morelos	350.5	480.2	102.0	102.0	21.2	100.0	-71.9
Ampliación y modernización de la cadena de derivados del Etano I en el Complejo Petroquímico Morelos	65.7	19.6	84.3	84.3	430.1	100.0	24.1
Rehabilitación del Tren de Aromáticos I en el Complejo Petroquímico La Cangrejera	-	61.9	61.8	61.8	99.8	100.0	-
Rehabilitación de las áreas de mantenimiento para el sostenimiento de la producción del Complejo Petroquímico La Cangrejera	8.4	76.3	57.6	57.6	75.5	100.0	563.1
Sostenimiento de la capacidad de producción de Derivados del Etano IV en el Complejo Petroquímico Morelos	4.4	6.4	42.3	42.3	660.9	100.0	829.7
Otros proyectos	744.8	1,500.0	567.1	563.2	37.5	99.3	-26.9

1/ Incluye fondos y recursos supervenientes.

2/ 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: Petróleos Mexicanos

7.1.6 CORPORATIVO DE PETRÓLEOS MEXICANOS

Durante 2011, el Corporativo de Petróleos Mexicanos erogó 704.6 millones de pesos, cantidad que contrasta con lo ejercido en 2010 que fue 198.7 millones de pesos, respecto al cumplimiento de la meta fue 39.5%, 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, 114.7 millones en la actualización de infraestructura de la Dirección Corporativa de Finanzas, 80.5 millones en la renovación de instalaciones en unidades médicas, 43.3 millones de pesos en construcción de unidades médicas y 173.9 millones de pesos en otros proyectos varios.

CORPORATIVO DE PETRÓLEOS MEXICANOS
PROYECTOS DE INVERSIÓN (DEVENGADO)^{1/}
(millones de pesos)

CONCEPTO	2010	2011			CUMPLIMIENTO (%)		VAR. REAL ^{2/} (%) 2011/2010
		PROGRAMA	ADECUADO	EJERCICIO	PROG.	ADEC.	
TOTAL	198.7	1,785.8	708.5	704.6	39.5	99.4	242.9
Equipamiento de unidades médicas	70.5	164.3	292.2	292.2	177.8	100.0	300.8
Actualización de infraestructura de la Dirección Corporativa de Finanzas.	-	72.8	114.7	114.7	157.6	100.0	-
Renovación de instalaciones en unidades médicas	18.5	77.3	80.5	80.5	104.1	100.0	320.8
Equipo, instrumentos y accesorios para suministro y mantenimiento de servicios	45.0	52.8	61.5	61.5	116.5	100.0	32.2
Construcción de unidades médicas	-	229.9	43.3	43.3	18.8	100.0	-
Construcción de Centro de Desarrollo Infantil en Salina Cruz, Oaxaca	-	14.6	24.8	24.8	169.9	100.0	-
Construcción de una clínica en la ciudad de Villahermosa, Tabasco.	-	65.5	19.9	19.9	30.4	100.0	-
Adquisición y equipamiento de vehículos de contraincendio y maniobras	-	-	19.3	19.3	-	100.0	-
Construcción de un Centro de Desarrollo Infantil en Ciudad del Carmen, Campeche	-	16.1	7.4	7.4	46.0	100.0	-
Adquisición de equipo y herramienta para servicios generales del Centro Administrativo de Pemex	0.4	2.3	4.5	4.5	195.7	100.0	987.9
Otros proyectos	64.4	1,090.2	40.2	36.4	3.3	90.5	-45.3

1/ Incluye recursos supervenientes.

2/ 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: Petróleos Mexicanos

7.2 DESVIACIONES DE LOS CONTRATOS RELACIONADOS CON LOS PRINCIPALES PROYECTOS DE INVERSIÓN AL 31 DE DICIEMBRE DE 2011

ANTECEDENTE

De acuerdo al artículo 70 de la Ley de Petróleos Mexicanos y al artículo 87 del Reglamento de la Ley de Petróleos Mexicanos, se debe entregar un reporte de las desviaciones de los contratos de Proyectos de Inversión.

En el presente documento los contratos que se reporten corresponderán a los Proyectos de Inversión con un monto original igual o mayor a 100 millones de pesos.

La variación se presenta a continuación:

PEMEX-EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

Relacionados con los principales 805 contratos por un monto original mayor a 100 millones de pesos, de acuerdo a la siguiente tabla:

CONTRATOS CON MONTO ORIGINAL MAYOR A 100 MILLONES DE PESOS					
CONTRATOS		MILLONES DE PESOS		MILLONES DE DÓLARES	
TIPO	CANTIDAD	MONTO	PARTICIPACIÓN	MONTO	PARTICIPACIÓN
LOPSRM (Ley de Obras Públicas y Servicios Relacionados con las Mismas)	262	81,531	44.1%	23,515	56.0%
LAASSP (Ley de Adquisiciones, Arrendamientos y Servicios del Sector Público)	208	55,919	30.3%	11,358	27.0%
Ley PEMEX	335	47,337	25.6%	7,146	17.0%
TOTAL	805	184,787	100%	42,018	100.0%

CONVENIOS MODIFICATORIOS

De estos contratos, Pemex-Exploración y Producción ha celebrado, desde su firma hasta diciembre de 2010, un total de 541 convenios modificatorios en monto por 14,275 millones de pesos y 2,378 millones de dólares, lo que representa que a diciembre del 2010, los convenios tienen incrementos respecto al total en pesos de 7.7% y 5.7% en dólares.

En el periodo de enero a diciembre del 2011, los montos y días de los convenios modificatorios son los siguientes:

CONVENIOS MODIFICATORIOS				
CONVENIOS		INCREMENTO (MILLONES)		
TIPO	CANTIDAD	PESOS	DÓLARES	DÍAS
LOPSRM	173	18,557	1,781	26,134
LAASSP	50	941	192	5,548
Ley PEMEX	30	974	134	2,467
TOTAL	253	20,472	2,107	34,149

Lo anterior representa que en el periodo enero-diciembre 2011, los contratos tuvieron convenios modificatorios con un incremento de 11.1% del valor original en pesos y de 5% sobre el valor original en dólares, lo que origina un incremento acumulado a diciembre de 18.8% en pesos y de 10.7% en dólares.

PEMEX-REFINACIÓN

Los contratos celebrados por Pemex-Refinación por un monto mayor a 100 millones de pesos, relativos a los principales proyectos son:

CONTRATOS CON MONTO ORIGINAL MAYOR A 100 MILLONES DE PESOS

CONTRATOS		MILLONES DE PESOS		MILLONES DE DÓLARES	
TIPO	CANTIDAD	MONTO	PARTICIPACIÓN	MONTO	PARTICIPACIÓN
LOPSRM	49	16,013	100%	3,346	100%
TOTAL	49	16,013	100%	3,346	100%

CONVENIOS MODIFICATORIOS

Pemex-Refinación ha celebrado hasta diciembre de 2010, un total de 117 convenios modificatorios a estos contratos, incluyendo convenios de las áreas de: proyectos, distribución, almacenamiento y producción, por un monto de 3,282 millones de pesos y 395 millones de dólares. Lo anterior representa un incremento a diciembre 2010 de 20.5% en pesos y 11.8% en dólares respecto a los importes firmados originalmente.

En el periodo de enero a diciembre de 2011 se firmaron los siguientes convenios:

CONVENIOS MODIFICATORIOS

CONVENIOS		INCREMENTO (MILLONES)		
TIPO	CANTIDAD	PESOS	DÓLARES	DÍAS
LOPSRM	59	726	118	3,411

Lo anterior representa que en este periodo se tuvieron convenios modificatorios en un 4.5% del valor original en pesos y 3.5% sobre el valor original en dólares, acumulando incrementos en pesos a 25.0% y 15.3% en dólares.

PEMEX-GAS Y PETROQUÍMICA BÁSICA

Los contratos celebrados por Pemex-Gas y Petroquímica Básica por un monto mayor a 100 millones de pesos, relativos a los principales proyectos son:

CONTRATOS CON MONTO ORIGINAL MAYOR A 100 MILLONES DE PESOS

CONTRATOS		MILLONES DE PESOS	MILLONES DE DÓLARES
TIPO	CANTIDAD	MONTO	MONTO
LOPSRM	1	707	214

Pemex-Gas y Petroquímica Básica no ha celebrado convenios a diciembre de 2010.

En el periodo enero – diciembre 2011, celebró un convenio por medio del cual se incrementó el monto en 516 millones de pesos. Lo anterior representa un incremento en pesos a diciembre de 2011 de 73% al totalizar 1,223 millones de pesos y su plazo en 160 días.

PEMEX-PETROQUÍMICA

Los contratos mayores a 100 millones de pesos relacionados con los principales proyectos de Pemex-Petroquímica son:

CONTRATOS CON MONTO ORIGINAL MAYOR A 100 MILLONES DE PESOS

CONTRATOS		MILLONES DE PESOS	MILLONES DE DÓLARES
TIPO	CANTIDAD	MONTO	MONTO
LPSRM	3	597	262

Pemex-Petroquímica ha celebrado sólo un convenio modificatorio en monto por 82 millones de pesos, lo que representa un incremento a diciembre 2010 del 13.7% del monto contratado en pesos. En el periodo de enero a diciembre 2011 se realizó un convenio modificatorio en plazo a los contratos por un plazo de 160 días.

RESUMEN ORGANISMOS SUBSIDIARIOS

ORGANISMO	CONTRATOS	IMPORTE EN MILLONES					
		ORIGINAL		A DICIEMBRE 2010		A DICIEMBRE 2011	
		PESOS	DÓLARES	PESOS	DÓLARES	PESOS	DÓLARES
PEP	805	184,77	42,018	199,063	44,397	219,535	46,503
PR	49	16,013	3,346	19,295	3,741	20,021	3,859
PGPB	1	707	214	707	214	1,223	214
PPQ	3	597	262	679	262	679	262
TOTAL	858	202,104	45,840	219,744	48,614	241,458	50,838

INCREMENTOS ACUMULADOS (%)

ORGANISMO	A DICIEMBRE 2010		A DICIEMBRE 2011	
	PESOS	DÓLARES	PESOS	DÓLARES
PEP	7.7	5.7	18.8	10.7
PR	20.5	11.8	25.0	15.3
PGPB	-	-	73.0	-
PPQ	13.7	-	13.7	-
TOTAL	8.7	6.1	19.5	10.9

RESUMEN ORGANISMOS SUBSIDIARIOS

ORGANISMO	CONTRATOS	INCREMENTO A DICIEMBRE 2011				
		ORIGINAL		A DICIEMBRE 2011		
		PESOS	DÓLARES	PESOS	DÓLARES	DÍAS
PEP	805	184,77	42,018	34,748	4,485	89,793
PR	49	16,013	3,346	4,008	513	14,093
PGPB	1	707	214	516	-	219
PPQ	3	597	262	82	-	1,460
TOTAL	858	202,104	45,840	39,354	4,998	105,565

8. SEGURIDAD INDUSTRIAL Y PROTECCIÓN AMBIENTAL

8.1 SEGURIDAD INDUSTRIAL

El Sistema para la Administración de Seguridad, Salud y Protección Ambiental (Sistema PEMEX-SSPA)^{14/} de Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios tiene como objetivo la transformación de la cultura organizacional, 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.

Durante 2011, 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 las acciones del PEMEX-SSPA mediante:

- Revisión de avances en la implantación del sistema mediante el equipo de liderazgo directivo de SSPA, conducido por el Director General y Directores de Organismos Subsidiarios y áreas corporativas.
- Rendición de cuentas en seguridad de los procesos, administración ambiental y salud en el trabajo a nivel de subdirectores, mediante el subequipo de liderazgo directivo de SSPA.
- El equipo de liderazgo directivo de SSPA realizó un diagnóstico para revertir la tendencia de accidentes y realizar un segundo ciclo de implantación disciplinada del sistema en Petróleos Mexicanos, consiste en:
 - 1.-Aplicación disciplinada de líneas de acción de la estrategia en SSPA.
 - 2.-Incorporación del Sindicato del Trabajadores Petroleros de la República Mexicana en equipos de liderazgo.
 - 3.-Capacitación en SSPA obligatoria.
 - 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.

14/ 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.

- 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 reconocimientos y sanciones.
- 10.-Reforzar la formación de profesionales de SSPA y auditorías por terceros.

Las doce mejores prácticas internacionales:

- La Dirección General impulsó el esfuerzo sostenido, al establecer una rendición de cuentas periódica en el equipo de liderazgo directivo de SSPA.
- Incorporación del Sindicato del Trabajadores Petroleros de la República Mexicana a los equipos de liderazgo de SSPA de la Dirección General y de los Organismos Subsidiarios.
- Proceso de rendición de cuentas a nivel subequipos de liderazgo con subdirectores operativos, teniendo una cobertura en los principales centros de trabajo de Petróleos Mexicanos.
- Instrumentación ordenada de las primeras cinco líneas de acción de la estrategia de implantación de PEMEX-SSPA.

Administración de la seguridad de los procesos:

- Definición e instrumentación de la cultura del reporte de indicadores proactivos de ASP conforme a la práctica recomendada ANSI/API RP 754 del *American National Standards Institute* (ANSI) y del *American Petroleum Institute* (API).
- 295 talleres con la participación de 5,504 participantes que incluyeron dos de formación de especialistas: uno de especialistas en ASP y el otro de especialistas en salud en el trabajo.
- Habilitación de 57 instructores internos en ASP.
- Implementación operativa de ASP en instalaciones críticas.
- Rendición de cuentas semestral a nivel de directores para el seguimiento a los seis elementos críticos de ASP.
- Desarrollo de solución tecnológica para procedimientos de operación y prácticas seguras.

Sistema de administración ambiental:

- Se realizaron talleres en todas las líneas de negocio, para atender las brechas de clima y cultura en materia de protección ambiental.
- Se impartieron 867 cursos de conciencia ambiental, del subsistema de administración ambiental y de los procedimientos, a un total de 14,548 trabajadores.

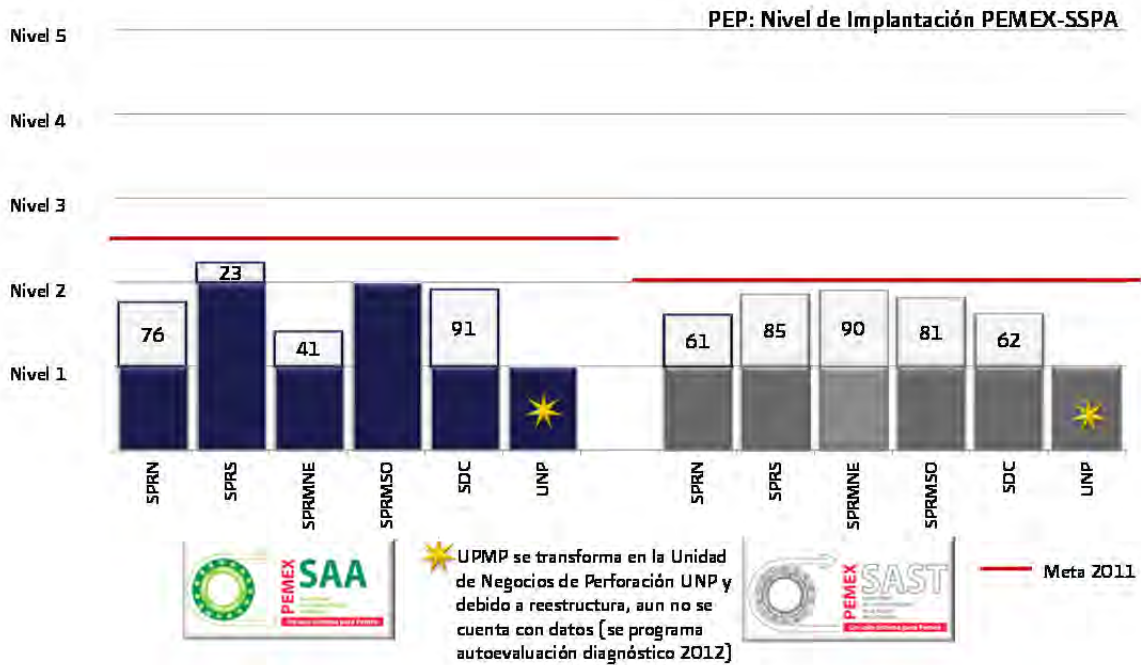
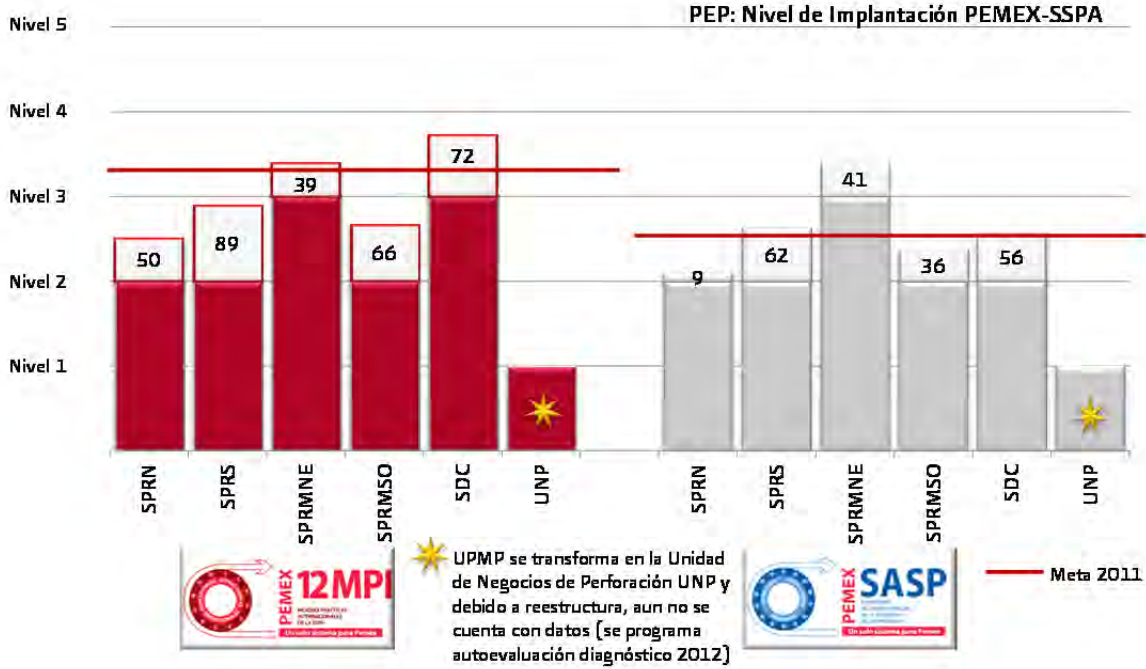
- Entrenamiento a 1,692 mandos medios y operadores sobre los SAA relacionados con sus actividades y los controles de operaciones ambientales.
- Habilitación de 46 instructores internos en el SAA.

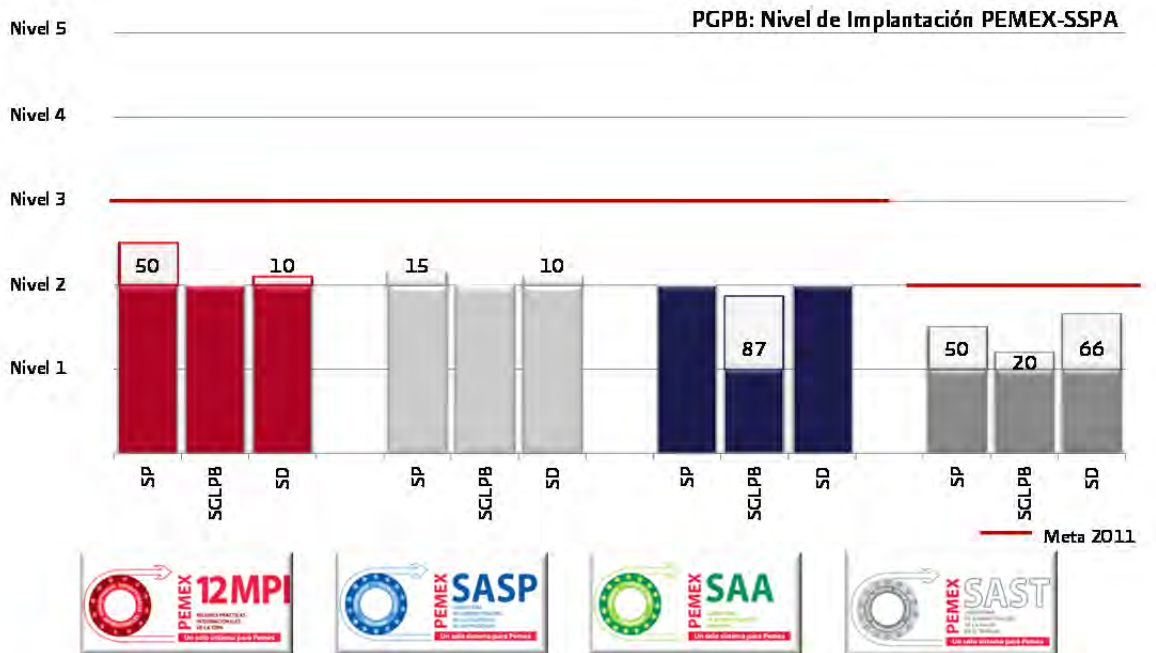
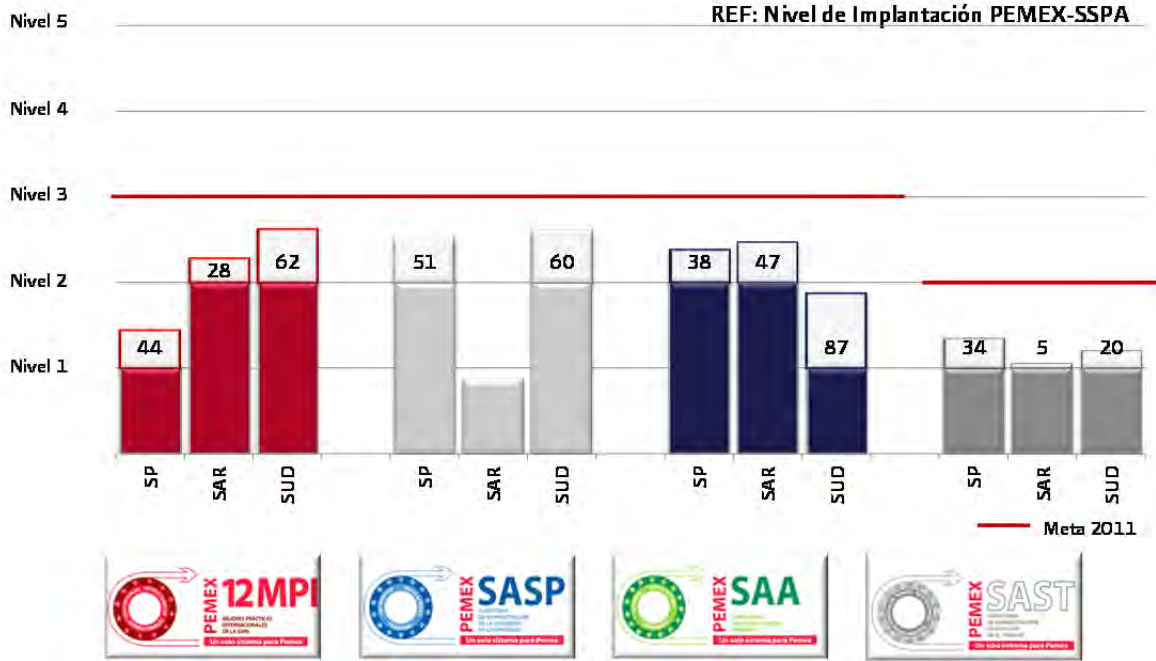
Sistema de administración de la salud en el trabajo:

- Se implementó el plan corporativo para apoyar a la atención de los requerimientos del SAST de nivel 2.
- Se realizó un estudio de factores psicosociales y se establecerán programas de intervenciones para atender las brechas detectadas.
- Se desarrolló el nuevo procedimiento para el reporte y calificación de accidentes de trabajo alineado al PEMEX-SSPA.
- Se definieron los indicadores proactivos del SAST, así como su guía técnica correspondiente.
- Habilitación de 41 instructores internos en el SAST.

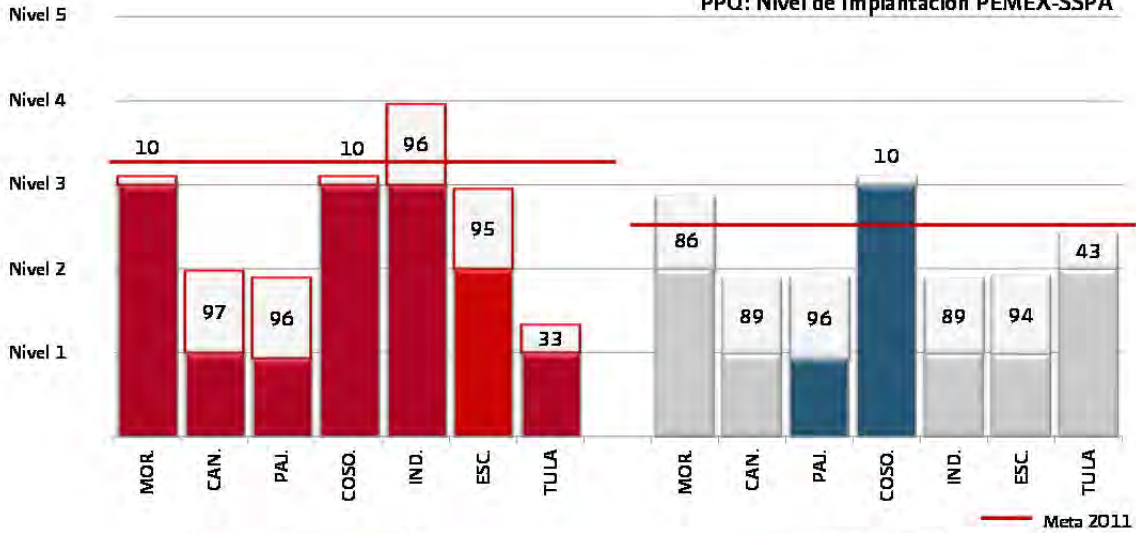
El avance en la elaboración de los programas particulares de cada organismo subsidiario de "Políticas, Bases y Lineamientos para la elaboración de las propuestas de programas relacionados con la prevención de derrames, contingencias ambientales, remediación de sitios contaminados y de eficiencia energética y sustitución progresiva de hidrocarburos por energías alternativas" el avance al cierre de 2011 fue:

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 EL NIVEL DE IMPLANTACIÓN DE 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

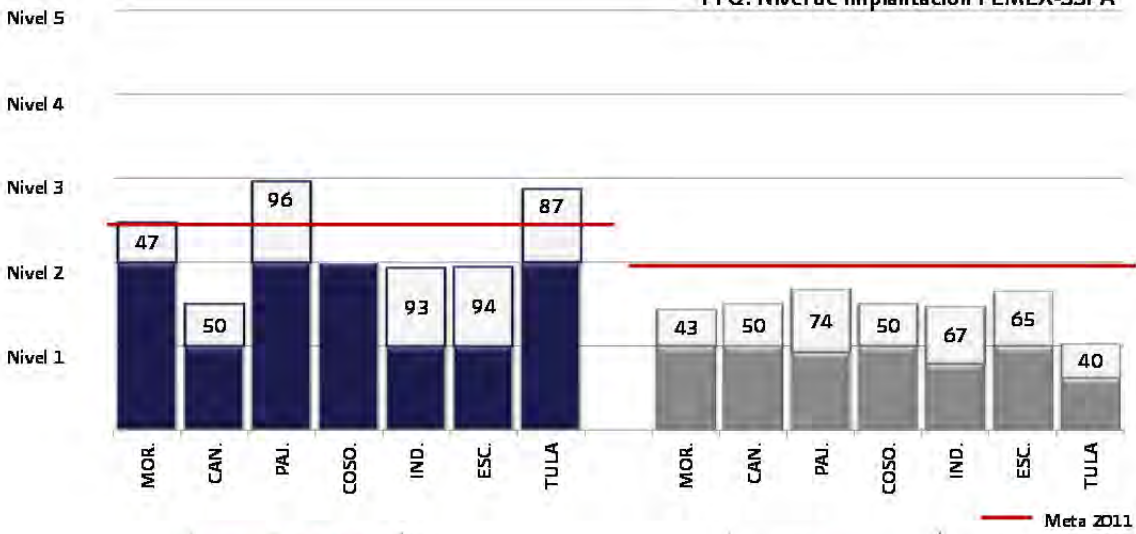




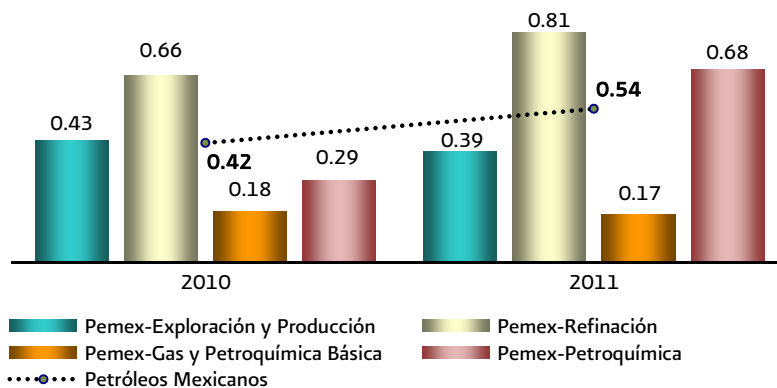
PPQ: Nivel de Implantación PEMEX-SSPA



PPQ: Nivel de Implantación PEMEX-SSPA



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



Fuente: Base de Datos Institucional.

En 2011, el índice de frecuencia en Petróleos Mexicanos se situó en 0.54 accidentes por millón de horas-hombre laboradas, resultado del incremento en Pemex-Petroquímica (134.5%), y Pemex-Refinación (22.7%), mientras que registraron una disminución Pemex-Exploración y Producción (9.3%) y Pemex-Gas y Petroquímica Básica (5.6%). Los accidentes ocurridos en el segundo semestre, principalmente se registraron en las refinerías, mismos que impactaron sensiblemente los indicadores de frecuencia. En el último trimestre de 2011, se tuvo un incremento en trabajadores lesionados, principalmente en Pemex-Refinación y Pemex-Petroquímica.

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

Año	PEMEX	PEP	PR	PGPB	PPQ
2010	0.42	0.43	0.66	0.18	0.29
2011	0.54	0.39	0.81	0.17	0.68
Variación %	28.6	-9.3	22.7	-5.6	134.5

Fuente: Base de Datos Institucional.

PEMEX-EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

En 2011, el índice de frecuencia registró 0.39 accidentes por millón de horas-hombre laboradas, cifra que se traduce en una disminución de 9.3% respecto al año previo.

Con base en los avances del Plan de Implantación y los programas de mejora de las Subdirecciones Operativas y Cuerpos de Gobierno, así como el proceso de reestructuración de Pemex-Exploración y Producción, se definieron las siguientes acciones:

- Fortalecer las capacidades de la Función de Seguridad Industrial y Protección Ambiental para el desempeño eficiente y eficaz de sus nuevos roles conforme al proceso de reestructuración.

- Realizar las actividades necesarias para lograr una Implantación disciplinada, homogénea e integral que permita llevar a la organización al logro sustentable del nivel 2 en los 3 subsistemas.
- Mantener el apoyo y asesoría en el desarrollo de las actividades correspondientes al nivel 3.
- Fortalecer la mejora continua de los programas de rendición de cuentas de los Equipos de Liderazgo en SSPA en todos los niveles de la Organización y asegurar su sistematización y homologación.
- Apoyar a los equipos y subequipos SSPA para mantener actualizadas sus Actas Constitutivas y asegurar la capacitación de sus integrantes conforme el ámbito de responsabilidad correspondiente y la versión 1.0 del Manual y la Guía Técnica de Organización Estructurada.
- Desarrollar acciones para la comunicación y cumplimiento de la Guía Técnica de responsabilidades respecto al Sistema PEMEX-SSPA para personal de línea de mando a través de documentos personalizados por estrato jerárquico.
- Promover la aplicación de la motivación progresiva en SSPA incluyendo el mecanismo de reconocimiento y consecuencias.
- Promover la participación del Sindicato en el proyecto de implantación del Sistema.

PEMEX-REFINACIÓN

Durante 2011 el índice de frecuencia creció 22.7%, si se compara con el año anterior, al registrar 0.81 accidentes por millón de horas-hombre laboradas. El incremento de accidentes en Refinación se debió principalmente a los accidentes ocurridos a partir del segundo trimestre del año, en las Refinerías de Tula, Madero, Minatitlán y Salamanca para lo cual, se instrumentaron las siguientes acciones:

- 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 (ACR).
- Aplicar el ACR a todas las lesiones.
- Programa de reforzamiento al Sistema PEMEX-SSPA, coordinado por especialistas de la

Dirección Corporativa de Operaciones y de Pemex-Refinación (SSPA, Mantenimiento y Producción), con la finalidad de apoyar y asesorar a la línea de mando en la correcta aplicación del sistema a través de las herramientas preventivas del SSPA.

- A partir de febrero 2012, se está capacitando a la línea de mando en siete temas del PEMEX-SSPA a través de 25 instructores internos técnicos y sindicalizados.
- A partir de marzo 2012, se aplican diez directrices del sistema, para reforzar la participación de subdirectores, gerentes de centros de trabajo y responsables de la primera línea de mando en las herramientas preventivas del SSPA.

PEMEX-GAS Y PETROQUÍMICA BÁSICA

En la primera mitad de 2011 se registraron cuatro accidentes incapacitantes que tuvieron lugar en los complejos procesadores de gas Nuevo Pemex, Ciudad Pemex, Coatzacoalcos y en el sector ductos de Minatitlán-Petroquímicos, lamentablemente en este último dos trabajadores fallecieron, mientras que en la segunda mitad de año no se reportaron incidentes que provocaran daños al personal o la comunidad, por lo que en 2011 el índice de frecuencia se ubicó en 0.17 accidentes por millón de horas-hombre laboradas, con una disminución de 5.6% respecto al año anterior. Es importante señalar que este organismo subsidiario es el que presenta el menor índice de frecuencia.

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).
- Diagnóstico, análisis de riesgos y consecuencias e integridad mecánica del LPG-Ducto en zonas pobladas.
- Capacitación básica en SSPA a personal de nuevo ingreso.
- Talleres de reforzamiento a la gestión de permisos de trabajo con riesgo; así como la supervisión permanente de trabajos con riesgo.
- Talleres de reforzamiento en herramientas preventivas de PEMEX-SSPA y la aplicación de las mismas.

- Campañas de seguridad eléctrica y en talleres.
- Difusión de los análisis causa raíz.

PEMEX-PETROQUÍMICA

En lo que respecta a 2011, el organismo subsidiario incrementó su índice 134.5% respecto a 2010, con un registro de 0.68 accidentes por millón de horas-hombre laboradas, debido a 25 accidentes registrados en el año. El comportamiento del índice de gravedad se debió a que en el segundo semestre del 2011 ocurrió un incremento considerable de lesiones de magnitud menor en los complejos petroquímicos La Cangrejera, Cosoleacaque e Independencia, por lo cual a partir de enero 2012 se sigue un programa para aplicar directamente con la línea de mando tres herramientas que han derivado con áreas de oportunidad en su ejecución, mismas que resultaron de sus Análisis de Causa-Raíz: auditorías efectivas, disciplina operativa y análisis de seguridad en el trabajo.

Aunado a esto, continúa la implantación de los subsistemas: Administración de la Seguridad de los Procesos, de Administración Ambiental y de Salud en el Trabajo, en el Complejo Petroquímico Cangrejera como unidad piloto, para llevar a cabo la implantación de las 11 líneas de acción concluyendo las tres primeras en este año (Planeación inicial, Funciones y responsabilidades y Organización para la implantación).

ÍNDICE DE GRAVEDAD DE ACCIDENTES

Durante 2011, se tuvieron más días perdidos por accidente respecto a las horas-hombre laboradas en la mayoría de los organismos subsidiarios, el mayor incremento se registró en Pemex-Petroquímica con 154.5%, en contraste con Pemex-Gas y Petroquímica Básica que tuvo una disminución de 34.8%. El índice de gravedad para Petróleos Mexicanos fue 16% mayor respecto a 2010. El índice de gravedad fue 29 días perdidos por millón de horas-hombre laboradas, principalmente por la magnitud de las lesiones en Pemex-Petroquímica y Pemex-Refinación.

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

Año	PEMEX	PEP	PR	PGPB	PPQ
2010	25	29	36	23	11
2011	29	30	38	15	28
Variación %	16.0	3.4	5.6	-34.8	154.5

Fuente: Base de Datos Institucional.

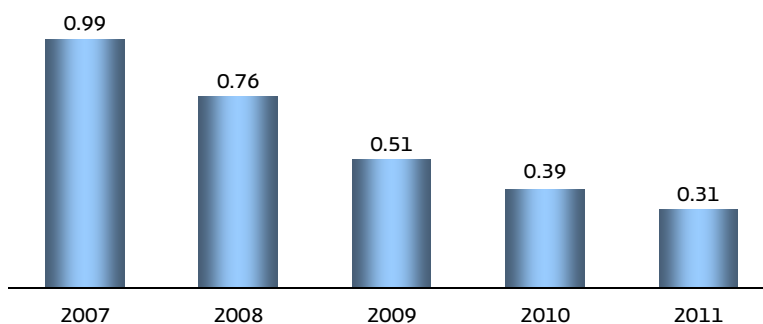
ACCIDENTALIDAD DE LAS COMPAÑÍAS CONTRATISTAS

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 en año previo. Por organismo subsidiario, 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 30.3% y 11.4%, respectivamente.

Los accidentes ocurridos en el segundo semestre, se registraron principalmente en las refinerías de Madero y Tula; así como en la Región Marina Noreste y en la División Norte de Perforación, mismos que impactaron sensiblemente sus indicadores de frecuencia.

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



Fuente: Dirección Corporativa de Operaciones.

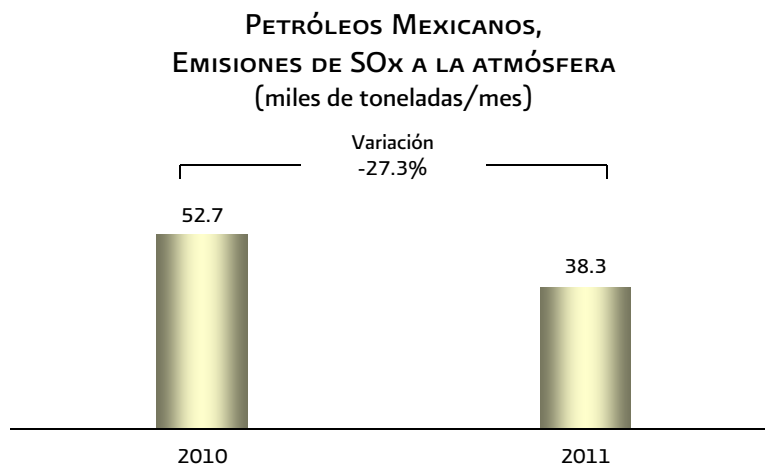
8.2 PROTECCIÓN AMBIENTAL ^{15/}

En 2011, se logró una reducción en las emisiones de aire de óxidos de azufre, compuestos orgánicos volátiles y bióxido de carbono de 27.3%, 4.9% y 10.5%, respectivamente, comparando con el mismo periodo del año previo. Y un incremento de óxidos de nitrógeno de 11.1%, por aumento en el consumo de diesel de 260 millones de metros cúbicos a 389 millones de metros cúbicos en los equipos de combustión en Pemex-Exploración y Producción, así como un 10% en partículas suspendidas totales, debido a un repunte en el uso de combustóleo en el Sistema Nacional de Refinación.

La disminución de óxidos de azufre, compuestos orgánicos volátiles y bióxido de carbono se origina principalmente por la reducción de la quema de gas y la operación de módulos de inyección de gas a yacimientos en Cantarell, lo que permitió reducir 55.2% el volumen de gas amargo enviado a quemadores, además de la recuperación de 90% de azufre en el Sistema Nacional de Refinación en cumplimiento a la NOM-148-SEMARNAT-2006. Contaminación atmosférica.-Recuperación de azufre proveniente de los procesos de refinación de petróleo. Otro factor importante que se observa en la reducción de las emisiones a la atmósfera es la tendencia a la baja de producción de crudo y gas, y sus procesos asociados.

^{15/} Información preliminar de cierre sujeta a auditoría para su integración en el Informe de Responsabilidad Social de Petróleos Mexicanos.

En Pemex-Gas y Petroquímica Básica, las emisiones de las plantas recuperadoras de azufre de los complejos procesadores de gas se ubicaron en promedio mensual de 29.2 kilogramos por tonelada procesada, que cumple con la NOM-137-SEMARNAT-2003.



Fuente: Dirección Corporativa de Operaciones.

**EMISIONES AL AIRE
(miles de toneladas/mes)**

COMPUESTO	2010	2011	VARIACIÓN %
Óxido de azufre (SO _x)	52.7	38.3	-27.3
Óxidos de nitrógeno (NO _x)	8.1	9.0	11.1
Compuestos orgánicos volátiles (COVs)	3.71	3.53	-4.85
Partículas suspendidas totales (PST)	1.6	1.76	10.0
Bióxido de carbono (CO ₂) ^{1/}	3.8	3.4	-10.5

^{1/} Millones de toneladas /mes.

Nota: Información Preliminar.

Fuente: Dirección Corporativa de Operaciones.

Uso DE AGUA

En 2011, el promedio mensual de uso de agua cruda, reuso de agua, y las descargas contaminantes a cuerpos de agua presentaron una reducción de 1.5%, 4.3% y 4%, en el mismo orden, respecto al año anterior.

- La descarga de contaminantes disminuyó principalmente por reducción en el volumen de agua residual de Pemex-Petroquímica y Pemex-Refinación, a pesar de que la carga de contaminantes en Pemex-Exploración y Producción aumentó, principalmente en la Terminal Marítima Dos Bocas, en donde se descarga la totalidad de agua congénita separada.

- La variación en el reuso de agua fue resultado de deficiencias presentadas en el tratamiento del agua residual en el Sistema Nacional de Refinación hacia finales del año.

USO DE AGUA

(millones de metros cúbicos/mes)

COMPUESTO	2010	2011	VARIACIÓN %
Uso de agua cruda	14.98	14.75	-1.5
Descargas al agua (ton/mes)	258.45	247.43	-4.3
Reuso de agua	3.24	3.11	-4.0

Nota. Información preliminar.

Fuente: Dirección Corporativa de Operaciones.

En Pemex-Refinación en cuanto al uso de agua, en 2011 se mantuvo el nivel del indicador 2 metros cúbicos de agua por toneladas de crudo procesado, con relación a 2010, y mayor 11.1% a la meta establecida de 1.80 metros cúbicos de agua por tonelada de crudo procesado. En el proceso de crudo en el periodo enero-diciembre de 2011, se redujo 1.9% respecto al periodo correspondiente de 2010. El menor proceso se registró principalmente en las refinerías de Salamanca y Madero.

- En 2011 se observó una reducción de 190 toneladas de contaminantes totales, respecto al año previo, que representa 10.7% menos en aguas residuales.
- El volumen de las aguas residuales descargadas en 2011, fue 42.3 millones de metros cúbicos, 1.6% superior a 2010.

El consumo de agua en Pemex-Gas y Petroquímica Básica en 2011 fue 3.619 millones de metros cúbicos de agua en promedio mensual, 0.2% inferior a 2010. La disminución en el consumo se debe principalmente a que el Complejo Procesador de Gas Reynosa dejó de operar. Durante 2011, en Pemex-Exploración y Producción, el volumen diario promedio de agua congénita separada en el 2011 fue 40,706 metros cúbicos; el 77% de la misma se dispuso mediante la inyección a pozos, equivalente a 31,451 metros cúbicos promedio por día, mientras que 8,563 metros cúbicos diarios se descargaron al mar.

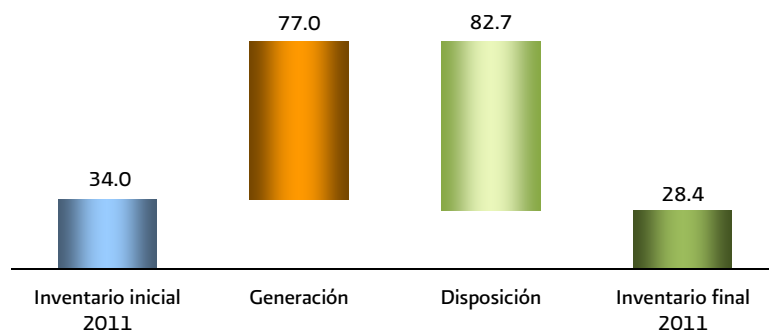
En Pemex-Petroquímica, al cierre de diciembre de 2011 en el consumo de agua por tonelada de producción de petroquímicos observó un incremento de 0.4 millones de metros cúbicos de producción, con relación a 2010, lo cual corresponde a 5.4%, lo anterior debido a reparación de plantas en los complejos procesadores de La Cangrejera, Morelos y Pajaritos.

RESIDUOS PELIGROSOS

La disposición de residuos, durante el año permitió que el inventario final de 2011 resultara 16.5% menor al de inicio de año. 61.3% del inventario de residuos peligrosos, corresponde a actividades de refinación, del cual 68.7% lo representan sosas gastadas. La relación de

disposición con respecto a la generación fue 1.07 veces. La mayor disposición correspondió a lodos aceitosos (34.4%) y sosa gastada (16.7%).

BALANCE DE RESIDUOS PELIGROSOS, 2011
(miles de toneladas)



Fuente: Dirección Corporativa de Operaciones.

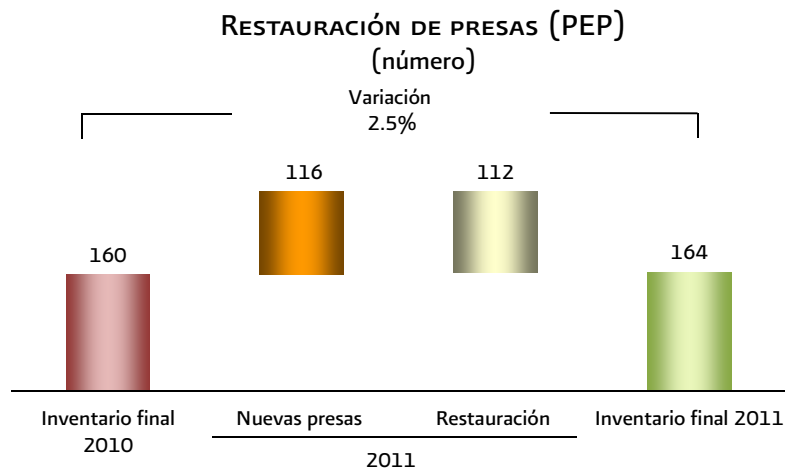
RESIDUOS NO PELIGROSOS O DE MANEJO ESPECIAL

Durante el 2011 se generaron 383 miles de toneladas de residuos no peligrosos, el 89% de estos son recortes de perforación y el resto son residuos no peligrosos que se enajenaron onerosamente.

PASIVO AMBIENTAL

Al cierre de 2011 el inventario de sitios contaminados fue 1,055 hectáreas, 3.3% menor al año previo, como resultado de la incorporación de 117 hectáreas afectadas (82 de Pemex-Exploración y Producción, y 35 de Pemex-Refinación), y de la desincorporación de 154 hectáreas (82 de Pemex-Exploración y Producción, principalmente en la Región Norte, y 72 de Pemex-Refinación).

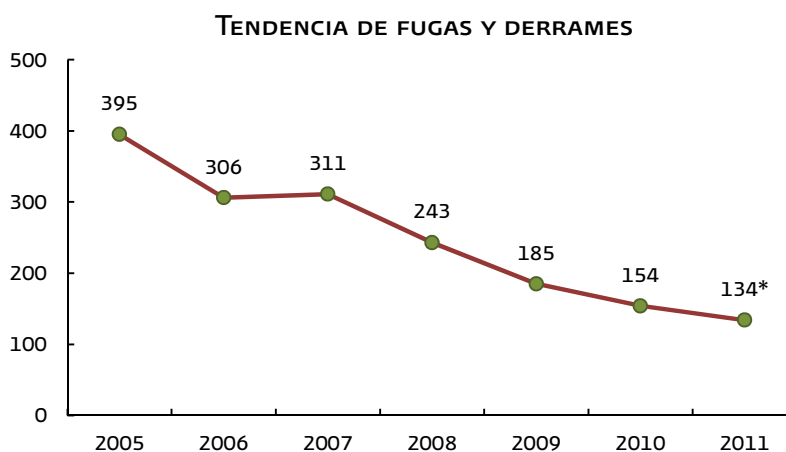
- En la restauración de presas, a diciembre de 2011 el inventario final registrado de Pemex-Exploración y Producción en la *Securities and Exchange Commission* fue 164 presas, que representó 2.5% más que el cierre de 2010, originado por la incorporación de 611 presas y la restauración de 112 durante 2011. Del inventario total actual, 80% de las presas pertenecen a las zonas de Altamira (25), Poza Rica (42) y Burgos (59), y la mayor actividad de restauración en el año se dio en los activos de Altamira y Burgos.



Fuente: Dirección Corporativa de Operaciones.

DERRAMES Y FUGAS

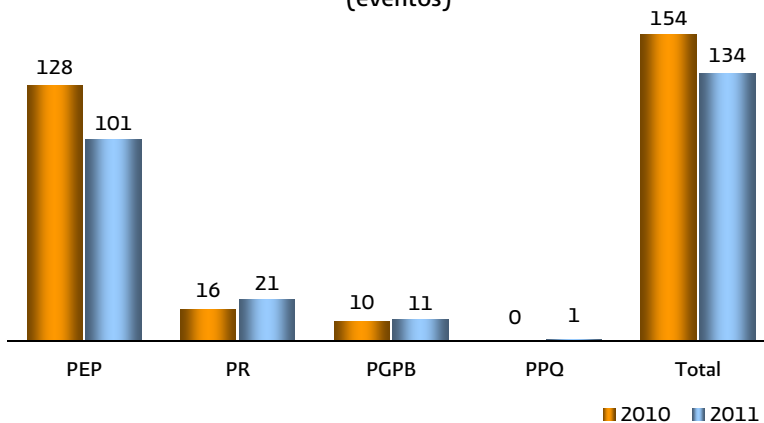
En 2011, los derrames y fugas en ductos de transporte y recolección de Petróleos Mexicanos presentaron una disminución de 13% comparado con el año previo. La reducción en la incidencia de estos eventos corresponde principalmente a la mejora de la eficacia de los programas de integridad y confiabilidad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



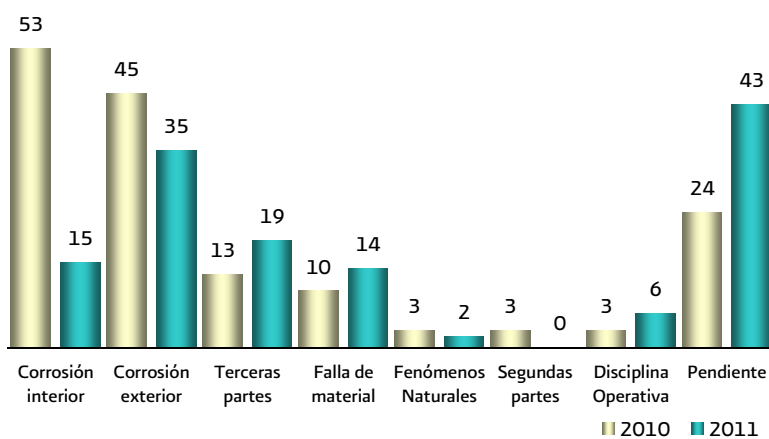
*Cierre 2011.

Fuente: Dirección Corporativa de Operaciones.

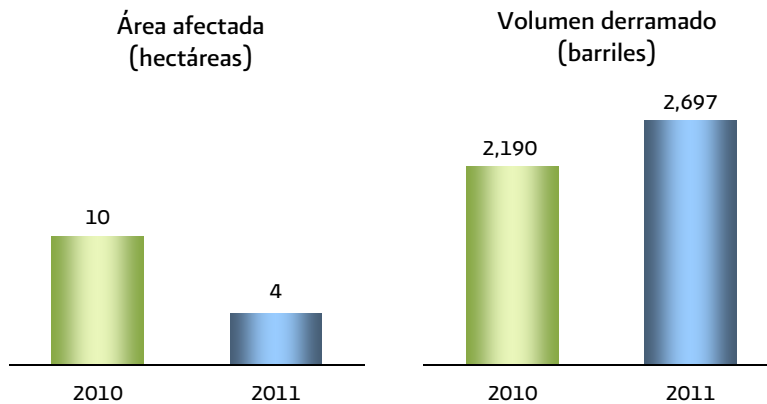
FUGAS Y DERRAMES (eventos)



CAUSAS DE FUGAS Y DERRAMES



AFECTACIONES



Fuente: Dirección Corporativa de Operaciones.

- 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%).
- 43% de las indicaciones están pendientes de la determinación de su causa.
- Los impactos al ambiente disminuyeron 60% al presentarse una menor área afectada, con respecto a 2010, no obstante que el volumen derramado presentó un incremento de 23.2% en el mismo periodo.

CERTIFICADOS DE INDUSTRIA LIMPIA

De la implantación de sistemas de administración de la seguridad, salud y protección ambiental, de su constante verificación mediante auditorías ambientales externas y del cumplimiento de los compromisos adquiridos en ambos instrumentos, Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios obtienen y mantienen sus Certificados de Industria Limpia que otorga la Procuraduría Federal de Protección al Ambiente (PROFEPA), como resultado de este esfuerzo de mejora continua. En 2011, Petróleos Mexicanos recibió de la PROFEPA 110 Certificados de Industria Limpia, de los cuales 29 certificados fueron otorgados a instalaciones que obtuvieron por primera vez y se refrendaron 81 certificados como resultado de mantener o mejorar su desempeño ambiental.

Al cierre del año, Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios contaban con 241 certificaciones vigentes y 552 en procesos de certificación, de un total de 793 instalaciones o grupo de instalaciones inscritas en el Programa Nacional de Auditoría Ambiental; Petróleos Mexicanos continuará su política y compromiso de incorporar nuevas instalaciones a este programa conforme a la expansión de actividades las áreas de exploración, explotación, refinación y distribución de hidrocarburos.

CERTIFICADOS NUEVOS Y REFRENDOS 2011

(número)

ORGANISMO	CERTIFICADOS OBTENIDOS		DESEMPEÑO
	NUEVOS	REFRENDOS	
TOTAL	29	81	110
Pemex-Exploración y Producción	9	47	56
Pemex-Refinación	16	27	43
Pemex-Gas y Petroquímica Básica	1	5	6
Pemex-Petroquímica	-	2	2
Corporativo	3	-	3

Fuente: Dirección Corporativa de Operaciones. Petróleos Mexicanos.

INSTALACIONES INSCRITAS AL 2011

(número)

ORGANISMO	CERTIFICADOS VIGENTES	EN PROCESO DE CERTIFICACIÓN	INSTALACIONES INSCRITAS
TOTAL	241	552	793
Pemex-Exploración y Producción	131	406	537
Pemex-Refinación	83	115	198
Pemex-Gas y Petroquímica Básica	20	8	28
Pemex-Petroquímica	4	4	8
Corporativo	3	19	22

Fuente: Dirección Corporativa de Operaciones. Petróleos Mexicanos.

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 de largo y de varias etapas cuyos avances por lo general no son observables a corto plazo. 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.

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

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

Al cierre de 2011, Petróleos Mexicanos cuenta con tres acuerdos de compra-venta y dos cartas de intención. Estos proyectos se encuentran en diferentes etapas del proceso de gestión de proyectos del Mecanismo para un Desarrollo Limpio 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).

GESTIÓN DE PROYECTOS PARA REDUCIR LAS EMISIONES DE BIÓXIDO DE CARBONO

ORGANISMO	CENTRO DE TRABAJO	PROYECTO	REDUCCIÓN ESTIMADA TONELADAS DE CO 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).

Fuente: Dirección Corporativa de Operaciones.

ACCIONES DE CONSERVACIÓN DE LA BIODIVERSIDAD Y DE RESTAURACIÓN FORESTAL EN ÁREAS DE INFLUENCIA PETROLERA

Consciente de su compromiso con el medio ambiente, Petróleos Mexicanos destina desde hace varios años, recursos económicos para apoyar el desarrollo de proyectos de conservación de la biodiversidad y de restauración forestal en diversos estados con influencia petrolera.

Los objetivos de los proyectos son contribuir a la conservación de la naturaleza, la educación ambiental, el funcionamiento hidrológico, el mejoramiento de los servicios ambientales (en particular la captura de carbono) y la reducción del impacto en sus instalaciones provocado por los fenómenos meteorológicos extremos.

Las principales acciones son las siguientes:

- Proyecto de restauración forestal en áreas naturales protegidas del Golfo de México.
- Programa de investigación, educación y aplicación tecnológica para la conservación de la selva lacandona en la cuenca media del Sistema Hidrológico de la Planicie Tabasqueña.

- Programa de investigación, educación ambiental y operación de la casa del agua en los pantanos de Centla, Tabasco.
- Programa para la educación ambiental y recuperación de humedales en Veracruz.
- Parque ecológico Jaguaroundi, Veracruz.

COMISIONES MIXTAS DE SEGURIDAD E HIGIENE

Las comisiones locales mixtas de Seguridad e Higiene (CLMSH), tienen como objetivo salvaguardar la integridad de los trabajadores y las instalaciones de los centros de trabajo, a través de recorridos de verificación para la detección de condiciones de riesgo que pongan en peligro a los trabajadores, instalaciones y medio ambiente, proponiendo las medidas preventivas y de control necesarias para su corrección.

En 2011 inició con un pasivo de 6,092 acuerdos pendientes, y en este mismo año, durante los recorridos de verificación de las CLMSH en las instalaciones de Petróleos Mexicanos, se generaron 10,388 acuerdos, siendo atendidos un total de 10,294 acuerdos, para cerrar diciembre 2011 con 6,186 acuerdos pendientes.

Durante 2011, se observó un incremento en los acuerdos pendientes de las CLMSH, con respecto al cierre de 2010, siendo Pemex-Refinación y Pemex-Petroquímica los que menor desempeño tuvieron en la atención de acuerdos, al incrementar su pasivo en 12% y 5% respectivamente.

Pemex-Exploración y Producción, Pemex-Gas y Petroquímica Básica y el Corporativo, redujeron el pasivo de sus acuerdos 2%, 1.5% y 17.2%, respectivamente.

DESEMPEÑO EN ATENCIÓN DE ACUERDOS DE CLMSH

ORGANISMO	DICIEMBRE 2010	PENDIENTES AL CIERRE DE DICIEMBRE 2011				
		I	II	III	IV	TOTAL
TOTAL	6,092	90	1,315	2,802	1,979	6,186
Pemex-Exploración y Producción	2,536	2	303	1,138	1,042	2,485
Pemex-Refinación	1,741	67	596	877	409	1,949
Pemex-Gas y Petroquímica Básica	781	5	286	355	175	821
Pemex-Petroquímica	478	0	62	215	194	471
Corporativo	556	16	68	217	159	460

Fuente: Dirección Corporativa de Operaciones. Petróleos Mexicanos.

REASEGURO INTERNACIONAL

El artículo 5 de la Ley de Adquisiciones, Arrendamientos y Servicios del Sector Público, establece la responsabilidad de Petróleos Mexicanos de contratar los servicios correspondientes para mantener adecuada y satisfactoriamente asegurados los bienes con que cuenta. Por tal motivo las visitas de inspección y evaluación de riesgos que realizan las compañías aseguradoras, tienen como finalidad acordar con el asegurado las acciones encaminadas a

preservar la eficacia de la póliza mediante la atención de recomendaciones tales, que de no atenderse, darían lugar a que la aseguradora se exceptione del pago en caso de siniestro; dichas recomendaciones podrán surgir durante el desarrollo de las mismas.

En 2011 inició con un pasivo de 1,054 recomendaciones abiertas, y durante las visitas realizadas por el Reaseguro Internacional en las instalaciones de Petróleos Mexicanos, durante el año, se emitieron 294 recomendaciones, siendo cerradas un total de 236, para concluir diciembre de 2011 con 1,112 recomendaciones abiertas, de las cuales 631 son tipo A (56.7%).

Al cierre de diciembre 2011, se cuenta con 285 recomendaciones vencidas (25.6% del total), de las cuales 168 son tipo A (15%). El comportamiento por organismo subsidiario fue el siguiente:

DESEMPEÑO EN ATENCIÓN DE RECOMENDACIONES DEL REASEGURO INTERNACIONAL

ORGANISMO	DICIEMBRE 2010	2011		
		EMITIDAS	CERRADAS	FINAL DICIEMBRE
TOTAL	1,054	294	236	1,112
Pemex-Exploración y Producción	223	61	54	230
Pemex-Refinación	699	147	177	669
Pemex-Gas y Petroquímica Básica	84	51	4	131
Pemex-Petroquímica	30	32	1	61
Corporativo	18	3	0	21

Fuente: Dirección Corporativa de Operaciones. Petróleos Mexicanos.

CUMPLIMIENTO NORMATIVO, SECRETARÍA DEL TRABAJO Y PREVISIÓN SOCIAL

El 31 de julio de 2008, se firmó el Convenio de Concertación PASST (Programa de Autogestión en Seguridad y Salud en el Trabajo) entre los titulares de la Secretaría del Trabajo y Previsión Social (STPS) y de Petróleos Mexicanos. Mediante este convenio, los centros de trabajo de Petróleos Mexicanos podrán obtener el reconocimiento de "Empresa segura", como un proceso de homologación por tres niveles de cumplimiento apoyados con el Sistema PEMEX-SSPA. El convenio exenta asimismo de inspecciones de la STPS a Petróleos Mexicanos en cualquiera de las 26 normas aplicables con excepción de la NOM-020-STPS de recipientes sujetos a presión, atendida a través del Acuerdo de Bases Generales de Colaboración firmado el mismo día por los titulares de la STPS, SENER y de Petróleos Mexicanos, siempre y cuando se cumplan con las acciones y programas establecidos en él.

El universo de recipientes con autorización al cierre de 2011 es de cerca de 30,000 equipos, lo que equivale a haber pasado 37% del censo autorizado que se tenía en julio 2008, al 85% en el 2010. Para diciembre 2011, se alcanzó el 99.25% del censo regularizado; un año antes de la fecha límite concertada con la STPS y la SENER.

Respecto al programa de “Empresa segura”, se tenían 66 centros de trabajo inscritos para finales de 2010, de los cuales únicamente el Complejo Procesador de Gas Arenque ostentaba el reconocimiento en nivel 1. Para diciembre 2011, se llegó a 82 centros inscritos, de los cuales el mismo Complejo Procesador de Gas Arenque y la Terminal de Distribución de Gas Licuado Abasolo alcanzaron el reconocimiento en nivel 2; las terminales de Monterrey, Tepeji y Puebla, así como los complejos procesadores de gas La Venta y Burgos recibieron reconocimiento de empresa segura Nivel 1.

CUMPLIMIENTO NORMATIVO STPS

ORGANISMO	CENSO JULIO 2008	AUTORIZADOS STPS JULIO 2008	CENSO DICIEMBRE 2011	AUTORIZADOS STPS 31 DE DICIEMBRE 2011
TOTAL	29,788	11,039 (37%)	28,816	28,600 (99.25%)
Pemex-Exploración y Producción	16,335	2,518	15,363	15,147
Pemex-Refinación	2,939	2,188	2,939	2,939
Pemex-Gas y Petroquímica Básica	7,916	5,257	7,916	7,916
Pemex-Petroquímica	2,598	1,076	2,598	2,598
Corporativo	16,335	2,518	15,363	15,147

Fuente: Dirección Corporativa de Operaciones. Petróleos Mexicanos.

9. INFORMACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADA

9.1 SITUACIÓN FINANCIERA

Los estados financieros consolidados de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios se preparan conforme a 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).

Los estados financieros consolidados que ahora se presentan están auditados y fueron preparados para ser utilizados en la formulación e integración de la Cuenta de la Hacienda Pública Federal.^{16/} En opinión de la auditoría externa dichos estados financieros consolidados presentan razonablemente, en todos los aspectos importantes la situación financiera consolidada de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios al 31 de diciembre de 2010 y 2011, y los resultados consolidados de operaciones, las variaciones en el patrimonio y los flujos de efectivo, por los años terminados en esas fechas, de conformidad con las prácticas contables emitidas por la SHCP.

De conformidad con lo dispuesto en el artículo 23, Fracciones VI, VII y VIII de la Ley de Petróleos Mexicanos, el 23 de febrero de 2012 el Comité de Auditoría y Evaluación del Desempeño aprobó por unanimidad el informe que contiene la opinión favorable sobre la suficiencia y razonabilidad del dictamen de auditoría realizado por la firma KPMG Cárdenas Dosal S.C., sobre los estados financieros consolidados de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios al 31 de diciembre de 2011, preparados bajo Normas Gubernamentales.

ESTADO DE RESULTADOS

En 2011, los ingresos totales de Petróleos Mexicanos mostraron un incremento significativo, originado, 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 principalmente 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.

16/ Por separado Petróleos Mexicanos prepara los estados financieros consolidados de conformidad con las Normas de Información Financiera (NIF) emitidas por el Consejo Mexicano de Normas de Información Financiera, A. C. (CINIF), con sus Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias.

PETRÓLEOS MEXICANOS Y SUS ORGANISMOS SUBSIDIARIOS
ESTADO DE RESULTADOS CONSOLIDADO DEL 1 ENERO AL 31 DE DICIEMBRE
(millones de pesos)

Concepto	2011	2010	Variación	
	Importe	Importe	Importe	%
INGRESOS TOTALES	1,478,562.3	1,202,714.5	275,847.8	22.9
En el país	779,198.0	683,853.3	95,344.6	13.9
De exportación	694,578.5	515,308.3	179,270.3	34.8
Ingresos por servicios	4,785.8	3,552.9	1,232.9	34.7
COSTO DE VENTAS	678,618.6	529,315.0	149,303.6	28.2
RENDIMIENTO BRUTO	799,943.8	673,399.5	126,544.2	18.8
GASTOS GENERALES	81,064.9	87,100.8	-6,035.9	-6.9
Gastos de distribución	20,171.8	20,757.5	-585.6	-2.8
Gastos de administración	60,893.1	66,343.3	-5,450.2	-8.2
RENDIMIENTO DE OPERACIÓN	718,878.8	586,298.7	132,580.1	22.6
OTROS INGRESOS (GASTOS)-NETO	182,464.0	60,843.7	121,620.3	199.9
RESULTADO INTEGRAL DE FINANCIAMIENTO	86,403.9	11,373.0	75,030.8	659.7
Intereses pagados-neto	27,263.0	30,980.9	-3,717.9	-12.1
Pérdida (utilidad) en cambios-neta	59,140.8	-19,607.9	78,748.7	401.6
PARTICIPACIÓN EN LOS RESULTADOS DE SUBSIDIARIAS Y ASOCIADAS	2,987.7	5,380.2	-2,392.5	-44.5
RENDIMIENTO ANTES DE IMPUESTOS, DERECHOS Y APROVECHAMIENTOS	817,926.7	641,149.6	176,777.1	27.6
Impuestos, derechos y aprovechamientos	872,395.2	652,519.8	219,875.4	33.7
RENDIMIENTO NETO	-54,468.5	-11,370.2	-43,098.3	-379.0

Nota: Las sumas pueden no coincidir debido a redondeo.

Fuente: Petróleos Mexicanos. Dirección Corporativa de Finanzas. Estados financieros consolidados auditados.

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 y mayores volúmenes importados; al aumento en los gastos de operación por 18.6 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, originado principalmente a 4.3 miles de millones de pesos por la disminución en el costo neto del periodo por beneficios a los empleados.

En otros ingresos (gastos) neto, se obtuvo principalmente un incremento favorable de 121.6 miles de millones de pesos debido sobre todo a mayores ingresos derivados de la tasa negativa del Impuesto Especial sobre Producción y Servicios (IEPS) en Pemex-Refinación por 105.3 miles de millones de pesos y a la reversión del deterioro del activo fijo en Pemex-Exploración y Producción por 11.7 miles de millones de pesos.

Resultado integral de financiamiento.- El aumento desfavorable 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 de pesos, 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 2011, 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%.

BALANCE GENERAL

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

- El activo circulante disminuyó 8.6 miles de millones de pesos (3.0%), debido principalmente 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 1.2 miles de millones de pesos en deudores diversos y 11.2 miles de millones de pesos en clientes intercompañías.
 - La reducción en efectivo y equivalentes de efectivo por 24.0 miles de millones de pesos, se debe principalmente a mayores pagos de impuestos.
- Los pozos, plantas, equipo e inmuebles aumentaron 91.3 miles de millones de pesos (8.6%), comparado con 2010, el incremento 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 parcialmente con un incremento de las depreciaciones y las amortizaciones del periodo por 97.7 miles de millones de pesos.

PETRÓLEOS MEXICANOS Y SUS ORGANISMOS SUBSIDIARIOS
ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADOS

Cifras bajo normas gubernamentales
(millones de pesos)

Concepto	31 de diciembre de 2011	31 de diciembre de 2010	Variación	
			Importe	%
ACTIVO CIRCULANTE	282,461.5	291,109.2	-8,647.7	-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	164,991.2	147,425.2	17,566.0	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	101,866.2	7.3
PASIVO CORTO PLAZO	228,442.4	221,496.2	6,946.2	3.1
Deuda de corto plazo	94,638.4	88,666.9	5,971.5	6.7
Proveedores	54,944.2	50,429.6	4,514.6	9.0
Ctas. y doc. por pagar y otros-neto-	6,886.4	23,376.0	-16,489.6	-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	1,162,134.7	142,211.1	12.2
PATRIMONIO	193,109.1	233,454.0	-40,344.9	-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	33,206.9	19,299.3	13,907.6	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.

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, determinado por 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 principalmente a:
 - 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, 0.8 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 12.7 miles de millones de pesos (24.3%), 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 de clientes, 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 los instrumentos financieros de Pemex-Gas y Petroquímica Básica por 2.0 miles de millones de pesos.

La deuda de largo plazo se incrementó 89.2 miles de millones debido principalmente a nuevos financiamientos.

INDICADORES FINANCIEROS SELECCIONADOS

De acuerdo con los resultados obtenidos por Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios, los principales indicadores financieros, se presentan a continuación:

INDICADOR	2011	2010	DIFERENCIA
RENDIMIENTO			
Rendimiento neto sobre ventas (%)	-3.7	-1.0	-2.7
Rendimiento de operación sobre ventas (%)	48.6	48.8	-0.2
Costo de lo vendido sobre ventas totales (%)	45.9	44.0	1.9
Rendimiento antes de impuestos derechos y aprovechamientos sobre ventas (%)	55.3	53.3	2.0
Rendimiento neto sobre patrimonio (%)	-28.2	-4.9	-23.3
Impuestos derechos y aprovechamientos sobre ventas (%)	59.0	54.3	4.7
LIQUIDEZ			
Capital de trabajo (millones de pesos)	54,019.5	69,613.2	-15,593.7
Activo circulante a pasivo corto plazo (veces)	1.2	1.3	-0.1
Activo circulante menos inventarios a pasivo corto plazo (veces)	1.2	1.2	0.0
Activo circulante a pasivo total (veces)	0.2	0.3	-0.1
Efectivo y valores de inmediata realización sobre pasivo circulante (%)	42.5	54.7	-12.2
APALANCAMIENTO			
Pasivo total sobre activo total (%)	87.1	83.3	3.8
Pasivo total a patrimonio (veces)	6.8	5.0	1.8
Pasivo largo plazo sobre activo fijo neto (%)	93.4	88.7	4.7
Ventas sobre patrimonio (veces)	7.7	5.2	2.5

9.2 PRINCIPALES POLÍTICAS Y CRITERIOS CONTABLES CONFORME A NORMAS GUBERNAMENTALES (NEIFGSP)

Resumen de políticas de contabilidad significativas-

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

A continuación se resumen las políticas de contabilidad más significativas:

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

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

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

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

Para propósitos de revelación en las notas a los estados financieros, cuando se hace referencia a pesos o "\$", se trata de miles de pesos mexicanos, y cuando se hace referencia a dólares americanos o US\$ se trata de miles de dólares de los Estados Unidos

de América y cuando se hace referencia a yenes o “¥”, se trata de miles de yenes japoneses, cuando se hace referencia a euros o “€”, se trata de miles de euros, cuando se hace referencia a libras esterlinas o “£”, se trata de miles de libras esterlinas, cuando se hace referencia a francos suizos o “₣”, se trata de miles de francos suizos y cuando se hace referencia a dólar canadiense o “CAD” se trata de miles de dólares canadienses. Los cambios en tasas, productos y precios no son presentados en miles.

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

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

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

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

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

(c) Consolidación-

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

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

(d) Conversión de estados financieros de operaciones extranjeras-

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

(e) Efecto acumulado por conversión-

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

(f) Efectivo y equivalentes de efectivo-

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

(g) Cuentas, documentos por cobrar y otros-

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

(h) Instrumentos financieros primarios-

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

- (i) Los títulos de deuda conservados a vencimiento se valúan a costo amortizado. La amortización de primas o descuentos, se incluye dentro de la tasa de interés efectiva, utilizada para devengar los intereses provenientes de estos instrumentos. En caso de ser necesario, se reconocen en los resultados del ejercicio las pérdidas en su valor en libros, atribuible a un deterioro crediticio por parte del emisor.
- (ii) Los instrumentos financieros con fines de negociación y los disponibles para su venta se valúan a su valor razonable, el cual se asemeja a su valor de mercado. El

valor razonable es la cantidad por la que puede intercambiarse un activo financiero o liquidarse un pasivo financiero, entre partes interesadas y dispuestas, en una transacción en libre competencia; los cambios en el valor razonable de estos instrumentos se llevan a resultados y a la utilidad integral dentro del capital contable, respectivamente. Los intereses devengados de los instrumentos financieros primarios de deuda categorizados como disponibles para la venta se reconocen en resultados.

(i) Instrumentos financieros derivados y operaciones de cobertura-

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

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

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

(k) Inventarios y costo de ventas-

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

(n) Costos de exploración y perforación de pozos-

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

(o) Retiro de activos-

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

Los costos y obligaciones de retiro de activos asociados a los principales procesos de refinación, gas y petroquímicos, no son estimados, debido a que estos activos se consideran de uso indeterminado en el tiempo, como resultado de mantenimientos y reparaciones mayores, en consecuencia, no se dispone de información para determinar, razonablemente, la fecha en que pudieran ser desincorporados y por ende la obligación por retiro no es reconocida.

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

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

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

(q) Reserva para abandono de pozos-

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

(r) Otros activos-

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

(s) Provisiones-

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

Efectos ambientales

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

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

(t) Beneficios a los empleados-

Los beneficios acumulados por pensiones, primas de antigüedad, otros beneficios al retiro y por terminación de la relación laboral por causa distinta de reestructuración, a que tienen

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

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

Beneficios al retiro:

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

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

Beneficios por terminación:

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

En un año la carrera salarial; y

Reconocimiento inmediato de las ganancias / pérdidas actuariales.

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

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

(u) Impuestos y derechos federales-

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

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

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

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

(w) Pérdida integral-

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

(x) Contingencias-

Las obligaciones o pérdidas importantes relacionadas con contingencias se reconocen cuando es probable que sus efectos se materialicen y existan elementos razonables para su cuantificación. Si no existen estos elementos razonables, se incluye su revelación en forma cualitativa en las notas a los estados financieros consolidados. Los ingresos, utilidades o activos contingentes se reconocen hasta el momento en que existe certeza de su realización.

(y) Reconocimiento de los ingresos-

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

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

(z) Resultado integral de financiamiento (RIF)-

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

Las operaciones en moneda extranjera se registran al tipo de cambio vigente en las fechas de celebración o liquidación. Al cierre del periodo, los activos y pasivos monetarios en moneda extranjera se convierten en moneda nacional a los tipos de cambio emitidos por la Unidad de Contabilidad Gubernamental e Informes sobre la Gestión Pública de la SHCP, de conformidad a lo establecido en la Norma General de Información Financiera Gubernamental (NGIFG-005).- "Norma para ajustar al cierre del ejercicio los saldos en

moneda nacional originados por derechos y obligaciones en moneda extranjera para efectos de integración” vigente a la fecha de los estados financieros consolidados. Las diferencias en cambios incurridas en relación con activos o pasivos contratados en moneda extranjera se llevan a los resultados del ejercicio.

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

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

a) Consolidación, Compañías Subsidiarias-

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

b) Efectivo y equivalentes de efectivo-

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

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

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

d) Registro Patrimonial-

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

(ab) Reclasificaciones-

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

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

	2010		
	Cifras anteriormente reportadas	Reclasificación	Cifras reclasificadas
Participación en el capital de entidades diferentes a Organismos Subsidiarios	16,324,799	2,974,534	19,299,333
Resultados de ejercicios anteriores	(52,287,670)	(2,974,534)	(55,262,204)
	2009		
	Cifras anteriormente reportadas	Reclasificación	Cifras reclasificadas
Participación en el capital de entidades diferentes a Organismos Subsidiarios	7,423,614	2,974,534	10,398,148
Resultados de ejercicios anteriores	(478,645,624)	(2,974,534)	(481,620,158)

9.3 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 751,426 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 94,638.4 millones de pesos y a largo plazo 656,787.6 millones de pesos.

En lo que respecta al endeudamiento neto del año, este ascendió a 1,594.4 millones de dólares, cifra inferior al límite establecido en los Lineamientos y autorizado por el Consejo de Administración por 3,500.7 millones de dólares.

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

- Durante el período del 1 de enero al 31 de diciembre de 2011, Petróleos Mexicanos obtuvo 1,081.8 millones de dólares provenientes de líneas garantizadas por agencias de crédito a la exportación.
- El 24 de febrero de 2011, Petróleos Mexicano hizo una última disposición por 3,750 millones de pesos de la línea de crédito revolvente a tasa variable contratada en septiembre de 2009 y con vencimiento en agosto de 2011.
- El 15 de marzo de 2011, Petróleos Mexicanos, bajo el Programa Dual de Certificados Bursátiles, emitió 10,000 millones de pesos a tasa variable y con vencimiento en marzo de 2016.
- El 2 de junio de 2011, Petróleos Mexicanos emitió bonos por 1,250 millones de dólares a una tasa de 6.5% con vencimiento en junio de 2041 bajo el Programa de Notas a Mediano Plazo, Serie C.
- El 26 de julio de 2011, Petróleos Mexicanos emitió bonos por un monto de 1,000 millones de dólares a una tasa de 5.5% con vencimiento en 2021, correspondiente a la reapertura del bono emitido el 21 de julio de 2010 bajo el Programa de Notas a Mediano Plazo, Serie C.
- El 3 de octubre de 2011, Petróleos Mexicanos, bajo el Programa Dual de Certificados Bursátiles emitió aproximadamente 9,999 millones de pesos en dos tramos, el primero por 7,000 millones de pesos a tasa variable y con vencimiento en 2017 y el segundo por 653.38 millones de Unidades de Inversión (equivalentes a aproximadamente 2,999 millones de pesos), a tasa fija de 3.55% y vencimiento en 2021.
- El 18 de octubre de 2011, Petróleos Mexicanos realizó una reapertura del bono emitido en junio de 2011 por un monto de 1,250 millones de dólares a tasa fija de 6.5%, con vencimiento en 2041 bajo el Programa de Notas a Mediano Plazo, Serie C.
- El 7 de diciembre de 2011, Petróleos Mexicanos, bajo el Programa Dual de Certificados Bursátiles, emitió 10,000 millones de pesos a tasa fija de 7.65% con vencimiento en 2021.
- El 29 de diciembre de 2011, Petróleos Mexicanos obtuvo un crédito bilateral por un monto de 200 millones de dólares con vencimiento en 2016.

- El 29 de diciembre de 2011, Petróleos Mexicanos obtuvo en el mercado nacional un crédito directo por 3,500 millones de pesos con vencimiento en 2016.

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:

PETRÓLEOS MEXICANOS, AMORTIZACIONES 2011

	Millones de pesos	Millones de dólares
DEUDA INTERNA	29,350.6	
Créditos Bancarios	23,333.3	
Certificados Bursátiles	5,500.0	
ECAs	517.2	
DEUDA EXTERNA	54,500.5	4,460.6
Arrendamientos Financieros	283.9	22.9
Créditos Bancarios	20,926.4	1,787.3
ECAs	20,140.9	1,594.7
Bonos	2,518.8	187.7
Otros Créditos (FPSO, COPFs) ^{1/}	10,630.7	867.9

1/ El rubro "Otros" incluye la deuda con contratistas, esto es: i) el ejercicio de los Contratos de Obra Pública Financiada (COPFs) de Pemex-Exploración y Producción para la explotación de yacimientos de gas natural en la cuenca de Burgos, ii) los pagos por la adquisición de un artefacto flotante de producción y almacenamiento (FPSO, por sus siglas en inglés).

La suma de los parciales puede no coincidir por redondeo.

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.

9.4 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.

Cabe señalar que durante el último año Pemex ha trabajado en el análisis de la problemática del Pasivo Laboral. Los cálculos actuariales se revisaron y actualizaron con datos al 31 de diciembre del 2010. Se sostuvieron reuniones con La Secretaría de Hacienda y Crédito Público así como con nuestra cabeza de sector, la Secretaría de Energía para discutir las implicaciones y posibles esquemas de solución para el Pasivo Laboral.

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, incorporando las modificaciones a las hipótesis actuariales.

9.5 INTEGRACIÓN DE PROGRAMAS Y PRESUPUESTOS

PRESUPUESTO ORIGINAL AUTORIZADO Y SUS ADECUACIONES. FLUJO DE EFECTIVO (CONSOLIDADO)

Para el ejercicio fiscal 2011, el H. Congreso de la Unión autorizó a Petróleos Mexicanos y a sus organismos subsidiarios un presupuesto programable que ascendió a 418,328.9 millones de pesos en el Presupuesto de Egresos de la Federación (PEF). De este importe correspondieron 131,991 millones de pesos al gasto corriente de operación y 286,337.9 millones de pesos al de inversión. El monto total fue 11.3% mayor al autorizado para 2010, a partir de los componentes siguientes:

- El presupuesto para gasto corriente de operación en 2011 fue 17.3% mayor al de 2010, variación que ocurrió en todos los rubros que integran este concepto del gasto, aunque el incremento más representativo fue en el rubro de gastos de operación, que incluye servicios generales y materiales, mismos que en su conjunto fueron 11,547.4 millones de pesos (57.8%) mayores a los autorizados en 2010.
- El gasto de inversión aprobado para 2011 fue mayor 8.7%, variación en la que sobresale el aumento de 22,360.3 millones de pesos en el rubro de obra pública, equivalente a 8.9% de incremento.

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

CONCEPTO	2010	2011	VARIACIÓN ^{1/} %
INGRESOS PROPIOS	359,892.3	386,500.4	7.4
INGRESOS	1,218,681.2	1,344,358.7	10.3
Ventas interiores	790,381.4	906,846.1	14.7
Ventas exteriores	384,325.6	399,452.0	3.9
Otros ingresos	43,974.2	38,060.6	-13.4
EGRESOS	1,234,722.9	1,376,187.2	11.5
Gasto programable	375,934.0	418,328.9	11.3
Operación	112,564.1	131,991.0	17.3
Inversión	263,369.9	286,337.9	8.7
Mercancías para reventa	182,290.8	199,598.0	9.5
Impuestos indirectos	105,095.2	123,089.7	17.1
Impuestos directos	571,402.8	635,170.7	11.2
SUPERÁVIT PRIMARIO	-16,041.7	-31,828.5	-98.4
Intereses	40,298.4	42,495.0	5.5
SUPERÁVIT DE OPERACIÓN	-56,340.1	-74,323.5	-31.9
ENDEUDAMIENTO NETO	36,913.2	44,247.8	19.9
Disposiciones	168,309.8	127,396.9	-24.3
Amortizaciones	131,396.5	83,149.1	-36.7
INCREMENTO (USO) DE CAJA	-19,426.9	-30,075.7	-54.8

1/ Valores corrientes.

Fuente: Presupuesto de Egresos de la Federación.

Durante 2011, las autoridades hacendarias autorizaron a Petróleos Mexicanos seis adecuaciones presupuestarias, previa aprobación de su Consejo de Administración. Al cierre del ejercicio, el gasto programable del presupuesto modificado ascendió a 412,681.3 millones de pesos, 1.4% menor (5,647.6 millones de pesos) al del PEF, con un déficit primario de 15,473 millones de pesos, que fue 51.4% mayor al del PEF. Los principales movimientos fueron:

- En la primera adecuación se aprobó un incremento al gasto corriente de 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. Los movimientos de la adecuación originaron crecimientos en las metas de balance primario y financiero, por mayores ingresos esperados en el año, derivados 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.
- La autorización de la segunda adecuación permitió 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 aumento 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.
- La tercera adecuación tuvo por objeto 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.
- Para dar cumplimiento al Convenio de Desempeño entre Petróleos Mexicanos, la SHCP, la SENER y la Secretaría de la Función Pública, y contribuir al Programa Nacional de Reducción del Gasto Público, emitido por la SHCP, se obtuvo una cuarta adecuación al presupuesto, la cual 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 disminución 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 tuvo 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 a 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, autorizados desde la segunda adecuación.
- La última 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 incrementó 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.

EJERCICIO DEL PRESUPUESTO CONSOLIDADO. FLUJO DE EFECTIVO

Las variaciones de los importes ejercidos en 2011 se cuantifican respecto al ejercicio 2010 en términos reales.

Los ingresos totales superaron 20.1% a los del ejercicio 2010, debido a que los componentes de los mismos fueron más altos.

Las ventas interiores presentaron ingresos mayores en 7.6%, a lo que contribuyeron los incrementos de precios de todos los productos, excepto el del gas natural, con respecto al año previo. Contribuyó de forma representativa la comercialización de mayores volúmenes de algunos productos, tales como: gasolina Pemex Premium, diesel, asfaltos y gas natural, entre otros, así como algunos petroquímicos, entre los cuales destacan amoníaco, metano, polietileno lineal de baja densidad y estireno. Dentro de los combustibles comercializados en el sector público, se reportaron mayores volúmenes de combustóleo y gas natural al sector eléctrico.

Las ventas exteriores superaron 30.9% las del ejercicio previo. Destacan en la variación los precios de la canasta de crudos mexicanos de exportación que registraron un promedio 39.4% mayor a los de 2010, no obstante que los volúmenes exportados estuvieron 1.7% por debajo

de los del año previo. Las ventas de exportación de crudo fueron 13,336.9 millones de dólares superiores al año previo. Contribuyeron a la variación los mayores precios internacionales de la mayoría de los productos exportados, donde el del gas natural fue la única excepción, ya que salvo el caso de las gasolinas naturales, los volúmenes exportados fueron más bajos que los del año anterior.

Los otros ingresos crecieron 60.7% respecto al año anterior, a lo que contribuyeron sobre todo importes captados de IEPS tasa negativa 109.6% más altos, que se derivan de los mayores precios de referencia internacionales vigentes en 2011. Los otros ingresos por servicios y diversos fueron 42.3% inferiores, a lo que contribuyeron las variaciones cambiarias negativas.

PETRÓLEOS MEXICANOS Y SUS ORGANISMOS SUBSIDIARIOS
EJERCICIO PRESUPUESTAL. FLUJO DE EFECTIVO CONSOLIDADO
(Millones de pesos)

CONCEPTO	2010	2011			VARIACIÓN		
		PROGRAMA	MODIFICADO	EJERCICIO	EJERCICIO/ PROGRAMA	EJERCICIO/ MODIFICADO	2011/2010 REAL ^{1/}
INGRESOS PROPIOS	385,437.1	386,500.4	393,710.0	395,232.2	2.3	0.4	-0.8
INGRESOS	1,417,667.1	1,344,358.7	1,759,471.6	1,760,854.9	31.0	0.1	20.1
Ventas interiores	800,401.5	906,846.1	890,664.9	890,736.8	-1.8	0.0	7.6
Ventas exteriores	504,852.3	399,452.0	683,774.5	683,294.6	71.1	-0.1	30.9
Otros ingresos	112,413.3	38,060.6	185,032.2	186,823.4	390.9	1.0	60.7
Efecto tasa negativa del IEPS	76,234.4	33,560.6	165,237.0	165,237.0	392.4	0.0	109.6
Otros ingresos diversos	36,178.9	4,500.0	19,795.2	21,586.4	379.7	9.0	-42.3
SUBSIDIOS Y TRANSFERENCIAS	-	-	-	-	-	-	-
EGRESOS	1,442,361.6	1,376,187.2	1,774,944.6	1,775,135.0	29.0	0.0	19.0
Gasto programable	410,624.7	418,328.9	412,681.3	412,102.8	-1.5	-0.1	-2.9
Corriente	142,110.2	131,991.0	145,149.9	144,842.2	9.7	-0.2	-1.4
Inversión	268,514.5	286,337.9	267,531.3	267,260.6	-6.7	-0.1	-3.7
Mercancía para reventa	259,631.5	199,598.0	381,348.2	381,396.7	91.1	0.0	42.1
Operaciones ajenas netas	-493.1	0.0	-3,498.3	-2,590.5	n.s.	25.9	-408.0
Impuestos indirectos	123,195.5	123,089.7	126,833.1	126,647.0	2.9	-0.1	-0.6
Impuestos directos	649,403.0	635,170.7	857,580.3	857,579.0	35.0	0.0	27.7
SUPERÁVIT PRIMARIO	-24,694.5	-31,828.5	-15,473.0	-14,280.1	55.1	7.7	44.1
Intereses	33,439.1	42,495.0	25,248.5	25,228.0	-40.6	-0.1	-27.0
SUPERÁVIT DE OPERACIÓN	-58,133.5	-74,323.5	-40,721.5	-39,508.0	46.8	3.0	34.3
ENDEUDAMIENTO NETO	68,716.5	44,247.8	15,480.9	15,480.9	-65.0	0.0	-78.2
Disposiciones	196,115.1	127,396.9	107,604.3	107,604.3	-15.5	0.0	-46.9
Amortizaciones	127,398.6	83,149.1	92,123.4	92,123.4	10.8	0.0	-30.1
INCREMENTO (Uso) DE CAJA	10,582.9	-30,075.7	-25,240.6	-24,027.1	20.1	4.8	-319.6

1/ Se aplicó un factor de 1.0341, conforme al Índice Nacional de Precios al Consumidor (INPC).

En 2011, los egresos totalizaron 1,775,135.0 millones de pesos, importe 19% superior al del año previo, con un cumplimiento de 129%, en lo que influyeron pagos más elevados de importaciones de mercancía para reventa y de impuestos directos, los que a su vez resultaron de los mayores precios de referencia internacionales del crudo y de las ventas.

El gasto programable ejercido (operación e inversión) ascendió a 412,102.8 millones de pesos, 2.9% menos que el erogado en 2010, con un cumplimiento de 98.5% respecto al presupuesto original.

- El gasto de operación registró 144,842.2 millones de pesos, 1.4% menos que el año previo y representó 109.7% de cumplimiento respecto a lo programado.
 - En servicios personales se erogaron 70,642.8 millones de pesos, 0.2% superior al programado. La variación se reflejó en esencia en el rubro de sueldos y salarios, que fue contrarrestado por menores pagos en las compensaciones e inventivos al personal. Respecto al año previo, el ejercicio fue 4.2% más alto, como efecto real del incremento salarial del ejercicio, principalmente.
 - En materiales y suministros se erogaron 9,696.7 millones de pesos, importe 26.9% superior al autorizado e inferior 20.9% al ejercicio previo, debido de manera más representativa a la reclasificación por parte de Pemex-Exploración y Producción, de las compras de productos químicos, especialmente el nitrógeno, como parte de su inversión.
 - En servicios generales el gasto fue 32,485.5 millones de pesos, 35.9% por arriba de lo autorizado, y 15.6% menos a lo ejercido en 2010, en términos reales, sobre todo por una reducción en las erogaciones efectuadas por pagos a terceros por servicios técnicos, así como a seguros y fianzas, servicios auxiliares por consumo de energía eléctrica, y por trabajos de conservación y mantenimiento.
 - En pensiones y jubilaciones se tuvo un ejercicio 0.8% menor respecto al programa original, derivado de aportaciones al Fondo Laboral Pemex (FOLAPE), inferiores a las previstas, relacionadas con menores necesidades de recursos en función de las disponibilidades del fondo. En contraste, conforme al año previo el gasto fue 12.9% más alto, debido a que en este caso se tuvieron mayores requerimientos de recursos en este rubro.
 - En otras erogaciones el ejercicio fue 2,335.3 millones de pesos (310.8%) mayor a la meta, derivado de que en la estructura de este rubro se incluyen diversos gastos supervenientes como indemnizaciones y laudos laborales, que por su origen no pueden ser previstos, adicionalmente a que en el transcurso del año se otorgaron mayores importes de donativos en comparación con los considerados originalmente. Respecto al año anterior este tipo de erogaciones crecieron 368.2 millones de pesos, equivalente a 9.8%.

El gasto de inversión fue 267,260.6 millones de pesos, importe que quedó 6.7% por abajo del original, y que fue 3.7% inferior al ejercido en 2010, en términos reales, variación en la que participa Pemex-Exploración y Producción de manera más representativa. En el caso de Pemex-Refinación, se ejercieron importes mayores al año anterior, básicamente en la

reconfiguración 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.

Los pagos por mercancía para reventa ascendieron a 381,396.7 millones de pesos, 42.1% superiores a los de 2010 y 91.1% a lo programado, como resultado de los mayores precios de los productos importados, con la única excepción en el caso del gas natural, a lo que se sumó el efecto de mayores volúmenes importados de combustóleo, diesel de bajo azufre, gasolina Premium de bajo azufre y regular, gas natural y propano.

Los pagos de impuestos indirectos disminuyeron 0.6% en términos reales respecto al año previo, aunque a valores corrientes registraron 3,451.6 millones de pesos más que el año anterior, derivado de los mayores pagos de IVA enterados a la SHCP, por los mayores ingresos obtenidos.

Los impuestos directos crecieron 27.7% respecto al año previo, por mayores pagos del Derecho Ordinario Sobre Hidrocarburos y algunos otros derechos inherentes a la operación de Pemex-Exploración y Producción, en especial el Derecho Extraordinario sobre Exportación de Petróleo Crudo y el Derecho Sobre Hidrocarburos para el Fondo de Estabilización, entre otros.

Con esta combinación de ingresos obtenidos y egresos ejercidos, se registró un déficit primario de 14,280.1 millones de pesos, que representa un balance primario 55.1% superior al comprometido en el presupuesto original, el cual era un déficit por 31,828.5 millones de pesos. A su vez, este balance primario fue 44.1% más elevado que el déficit por 24,694.5 millones de pesos, obtenido el año anterior.

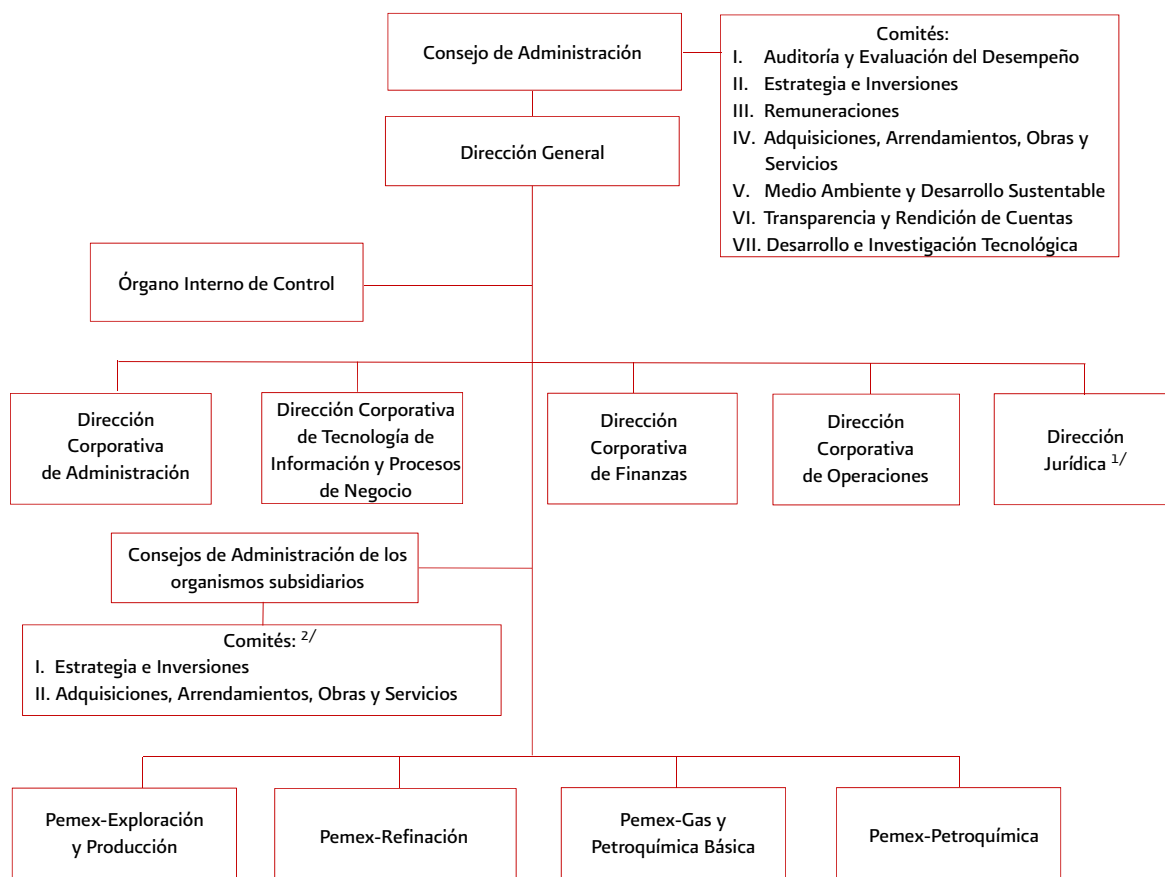
Descontando los pagos de intereses, Petróleos Mexicanos alcanzó un déficit financiero de 39,508 millones de pesos, el cual representa un balance financiero 46.8% superior al comprometido en el presupuesto original, que esperaba un déficit de 74,323.5 millones de pesos. El endeudamiento neto fue 15,480.9 millones de pesos, cantidad que representa un cumplimiento de 35% respecto al original, consecuencia de disposiciones 15.5% menores y amortizaciones 10.8% superiores.

10. GOBIERNO CORPORATIVO

10.1 ESTRUCTURA CORPORATIVA

La estructura de gobierno de Petróleos Mexicanos se conforma por un Consejo de Administración, un Director General y un Órgano Interno de Control.

Su estructura de organización básica se integra con una dirección general, cuatro direcciones corporativas y cuatro organismos subsidiarios.



1/ Vigente a partir del 1 de marzo de 2012.

2/ El Consejo de Administración de cada organismo subsidiario cuenta con ambos Comités.

10.2 ÓRGANO DE GOBIERNO

La integración y el funcionamiento del Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos durante 2011, se realizó conforme a las disposiciones contenidas en la sección segunda del capítulo II de la Ley de Petróleos Mexicanos, relativo a Organización y Funcionamiento.

Dicha ley establece acciones concretas para fortalecer el gobierno corporativo de la empresa, por lo que en 2009 se incorporaron al Consejo de Administración cuatro consejeros

profesionales, designados por el Ejecutivo Federal, y ratificados por el Senado de la República el 17 de marzo de ese año. Los consejeros profesionales, no tienen suplentes y como servidores públicos, están sujetos a las responsabilidades administrativas correspondientes.

- Las resoluciones del Consejo de Administración se adoptarán por los votos de la mayoría de los consejeros presentes, si la mayoría no se logra con el voto de por lo menos dos consejeros profesionales, los que se opongan emitirán su voto razonado, el asunto se decidirá por mayoría simple de votos de los consejeros presentes en la próxima sesión ordinaria o extraordinaria del Consejo de Administración.

INTEGRACIÓN DEL ÓRGANO DE GOBIERNO^{1/}

REPRESENTANTES DEL ESTADO

CONSEJERO PRESIDENTE

LIC. JORDY HERNÁN HERRERA FLORES
Secretario de Energía

CONSEJEROS SUPLENTES

LIC. JAIME GONZÁLEZ AGUADÉ
Subsecretario de Electricidad de la Secretaría de Energía

CONSEJEROS PROPIETARIOS

DR. JOSÉ ANTONIO MEADE KURIBREÑA
Secretario de Hacienda y Crédito Público

LIC. GERARDO RODRÍGUEZ REGORDOSA
Subsecretario de Hacienda y Crédito Público de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público

C.P. RAFAEL MORGAN RÍOS
Secretario de la Función Pública

ING. GERARDO RUÍZ MATEOS
Jefe de la Oficina de la Presidencia de la República

MTRO. MARIO DEMIAN SÁNCHEZ YESKETT
Coordinador de Asesores de la Oficina de la Presidencia de la República

LIC. MARIO GABRIEL BUDEBO
Subsecretario de Hidrocarburos de la Secretaría de Energía

DR. SERGIO MANUEL ALCOGER MARTÍNEZ DE CASTRO
Coordinador de Innovación y Desarrollo Universidad Nacional Autónoma de México

DR. JOSÉ ANTONIO GONZÁLEZ ANAYA
Subsecretario de Ingresos de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público

LIC. CARLOS MONTAÑO FERNÁNDEZ
Director General del Banco del Ahorro Nacional y Servicios Financieros, S.N.C.

CONSEJEROS PROFESIONALES

C.P. JOSÉ FORTUNATO ÁLVAREZ ENRÍQUEZ

DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ

DR. ROGELIO GASCA NERI

DR. FLUVIO CÉSAR RUÍZ ALARCÓN

REPRESENTANTES DEL S.T.P.R.M.

ING. LUIS RICARDO ALDANA PRIETO

SR. PEDRO GARCÍA BARABATA

SR. FERNANDO PACHECO MARTÍNEZ

SR. HÉCTOR MANUEL SOSA RODRÍGUEZ

SR. JORGE WADE GONZÁLEZ

SR. HÉCTOR JAVIER SAUCEDO GARZA

SR. ALFREDO YUEN JIMÉNEZ

SR. JESÚS GERARDO GONZÁLEZ SALGADO

SR. ALEJANDRO MENDOZA GUADARRAMA

SR. DONACIANO GONZÁLEZ HIDALGO

SECRETARIO

LIC. IVÁN ALEKSEI ALEMÁN LOZA
Jefe de la Unidad de Asuntos Jurídicos de la Secretaría de Energía

PROSECRETARIO

LIC. NEUS PENICHE SALA
Secretaría Técnica del Director General de Petróleos Mexicanos

1/ Vigente al 1 de marzo de 2012.

La Ley de Petróleos Mexicanos considera la integración de siete comités del Consejo de Administración:

- Auditoría y Evaluación del Desempeño.
- Estrategia e Inversiones.
- Remuneraciones.
- Adquisiciones, Arrendamientos, Obras y Servicios.
- Medio Ambiente y Desarrollo Sustentable.
- Transparencia y Rendición de Cuentas.
- Desarrollo e Investigación Tecnológica.

La participación de los comités del Consejo de Administración atendió a lo establecido en la Ley de Petróleos Mexicanos. Algunas de las principales acciones desarrolladas por los comités durante 2011, conforme sus atribuciones particulares, fueron las siguientes:

- Emitir su opinión favorable para la autorización del contrato para el suministro de tuberías de acero al carbón sin costura de revestimiento y producción, y tubería de perforación, combinaciones, servicios relacionados con inspección, reacondicionamiento, reparación, mantenimiento y custodia, para las regiones Norte, Sur y Marinas de Pemex-Exploración y Producción.
- Aprobar el Informe Anual de Petróleos Mexicanos y de sus Organismos Subsidiarios correspondiente al ejercicio 2010.
- Manifiestar su opinión para la aprobación y publicación de los estados financieros consolidados de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios, al 31 de diciembre de 2010, preparados bajo Normas Específicas de Información Financiera Gubernamental para el Sector Paraestatal (Normas Gubernamentales).
- Revisar el Informe Anual de Petróleos Mexicanos por el ejercicio 2010, respecto del cual se emitieron 18 recomendaciones acerca del contenido del informe para la atención de la Administración.
- Proponer la definición de la estrategia corporativa global de largo plazo de Pemex-Petroquímica, tomando en cuenta las implicaciones del proyecto Etileno XXI, en el contexto integral de Petróleos Mexicanos.
- Expresar su opinión sobre la evaluación del cumplimiento de las metas sobre restitución de hidrocarburos y la cuantificación y evaluación de las reservas de hidrocarburos.
- Proponer la aprobación del Programa Estratégico Tecnológico de Petróleos Mexicanos 2010-2024 y su incorporación al Plan de Negocios del organismo.
- Manifiestar su opinión favorable para la aprobación y publicación de los Estados Financieros Consolidados Dictaminados de Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías

Subsidiarias con cifras al 31 de diciembre de 2010, preparados de acuerdo con Normas de Información Financiera.

- Expresar opinión respecto a los informes de Petróleos Mexicanos emitidos en 2010 y normados por la Ley de Petróleos Mexicanos.
- Tomar conocimiento del "Dictamen Anual de la Transparencia y la Rendición de Cuentas de Pemex y sus Organismos Subsidiarios".
- Recomendar la aprobación de la actualización de metas 2011 del Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y de los Organismos Subsidiarios 2010 y 2011.
- Emitir su opinión favorable respecto a la aprobación de los contratos para el aseguramiento de flujo con sistema artificial BEC (bombeo electro centrífugo), incluyendo el equipo superficial y subsuperficial.
- Expresar su opinión y recomendación en relación al "Informe sobre el desenvolvimiento corporativo, propuestas de solución y acciones emprendidas, así como las recomendaciones para la toma de decisiones sobre la conservación de la participación accionaria en la empresa Mexicana de Lubricantes, S. A. de C. V".
- Análisis del Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y de sus Organismos Subsidiarios 2012-2016, en los términos del documento presentado al Consejo, para su aprobación.
- Manifiestar su opinión favorable respecto a que Pemex-Refinación deberá acreditar la etapa FEL II del proyecto de inversión, del cual deriva el contrato relativo a los servicios de ingeniería y administración del proyecto de la nueva refinería en Tula, ante la instancia de acreditación correspondiente.
- Emitir su opinión favorable para la determinación de instancias internas para la aprobación de proyectos de inversión menores del corporativo.
- Tomar conocimiento del "Plan Estratégico de Recursos Humanos y Relaciones Laborales 2012-2016" para Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios alineado con el Plan de Negocios 2012-2016 de Petróleos Mexicanos. Asimismo, tomar conocimiento del avance respecto a los siguientes proyectos de dicho plan: reclutamiento y selección, planes de carrera, retiro y sucesión, evaluación del desempeño individual y compensación variable basada en el desempeño, a más tardar en tres meses, a partir de la adopción del presente acuerdo.
- Emitir su opinión favorable para la aprobación del Contrato de Procura y Construcción de un ducto de 36 pulgadas por 77 kilómetros, de la Plataforma Enlace Litoral a la Terminal Marítima Dos Bocas, en el Golfo de México.
- Recibió la instrucción para que con el apoyo de la Administración tome en consideración las opiniones vertidas durante la sesión sobre el Informe de operación Repsol YPF, S.A. (ver

nota temática 12]), así como las que le hicieran llegar los consejeros, a efecto de presentar al órgano de gobierno sus conclusiones respecto de los siguientes temas:

- Optimización de las inversiones como parte de la política de internacionalización.
 - Definición de los temas relevantes o estratégicos que la Administración deberá someter a la consideración del Consejo de Administración.
 - Políticas o acciones para velar que los intereses de los Organismos Subsidiarios y de las filiales sean congruentes con los de Petróleos Mexicanos.
- Manifestar su opinión relativa a la evaluación del cumplimiento de las metas sobre restitución de reservas de hidrocarburos, al 1 de enero de 2011.
 - Expresar su opinión para la aprobación de los Contratos tipo “A” de servicios de exploración, desarrollo y producción de hidrocarburos en áreas de Altamira, Arenque, Atún, Pánuco, San Andrés y Tierra Blanca, de la Región Norte.
 - Recibir la encomienda de establecer un indicador sobre el éxito del proceso de contratación para la exploración, desarrollo y producción de hidrocarburos en las áreas de Altamira, Arenque, Atún, Pánuco, San Andrés y Tierra Blanca, de la Región Norte.
 - Tomar conocimiento y analizar el informe sobre el estado y avance de la nueva refinería de Tula, Hidalgo.
 - Analizar el informe sobre almacenaje, distribución y abasto de petrolíferos.
 - Recibir el informe sobre el estado y los logros obtenidos en las estrategias e iniciativas relacionadas con el mejoramiento de la eficiencia y productividad de Pemex-Refinación.
 - Tomar conocimiento de la estrategia global de Pemex-Petroquímica en el contexto integral de Petróleos Mexicanos.

El Consejo de Administración tomó conocimiento de los siguientes temas vinculados a la operación de los comités:

- Informe de Actividades del Comité de Estrategia e Inversiones, del periodo julio-diciembre de 2010.
- Informe Anual de Actividades del Comité de Medio Ambiente y Desarrollo Sustentable correspondiente a 2010.
- Informe de Actividades del Comité de Adquisiciones, Arrendamientos, Obras y Servicios 2010 y del Programa de Trabajo 2011.
- Dictamen Anual de la Transparencia y la Rendición de Cuentas de Pemex y sus Organismos Subsidiarios, presentado por el Comité de Transparencia y Rendición de Cuentas.
- Plan de Trabajo Anual de 2011 del Comité de Transparencia y Rendición de Cuentas.

- Programa de Trabajo del Comité de Auditoría y Evaluación del Desempeño para el periodo comprendido del 1 de enero al 31 de diciembre de 2011.
- Plan de Trabajo 2011 del Comité de Estrategia e Inversiones.
- Plan de Trabajo 2011 del Comité de Remuneraciones.
- Programa de Actividades 2011 del Comité de Desarrollo e Investigación Tecnológica.
- Cuarto Informe de Actividades del Comité de Desarrollo e Investigación Tecnológica.
- Informe del Comité de Auditoría y Evaluación del Desempeño sobre el estado que guarda el Control Interno de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios, correspondiente al ejercicio 2010.
- Informe de Actividades del Comité de Auditoría y Evaluación del Desempeño, correspondiente al periodo enero-junio de 2011.
- Informe de Actividades del Comité de Estrategia e Inversiones correspondiente al primer semestre de 2011.
- Plan de Trabajo Anual 2011 del Comité de Medio Ambiente y Desarrollo Sustentable.

En particular el Comité de Auditoría y Evaluación del Desempeño (CAED) realizó lo siguiente:

- Opinión favorable del Comité de Auditoría y Evaluación del Desempeño sobre el Informe Anual de Petróleos Mexicanos por el ejercicio 2010, para su aprobación por el Consejo de Administración, de acuerdo con lo establecido en los artículos 23, fracción I y 70 de la Ley de Petróleos Mexicanos. Asimismo, se emitieron 18 recomendaciones acerca del contenido del Informe, a las cuales la Administración dará el seguimiento respectivo.
- Inicio del proceso de consultoría para el "Análisis y Diagnóstico de la Información Disponible y Desarrollo del Modelo de Evaluación del Desempeño".
- Revisión y aprobación del programa de Trabajo de Auditoría Externa para el Ejercicio Fiscal 2010, presentado por el Despacho KPMG, Cárdenas Dosal, S. C., Auditor Externo de Petróleos Mexicanos.
- Reuniones de Trabajo con el Auditor Externo, Despacho KPMG, Cárdenas Dosal, S. C., sobre la Auditoría Externa, trabajos pendientes y cierres de auditoría para el ejercicio 2010 de Petróleos Mexicanos.
- Revisión de la propuesta de Lineamientos del CAED para la Designación de Auditor Externo de Petróleos Mexicanos.
- Modificación a los Criterios del CAED para dar cumplimiento al artículo 23, fracción V de la Ley de Petróleos Mexicanos, acerca de los montos de contratación del auditor externo en actividades distintas a los servicios de auditoría externa.
- Se designó al Despacho KPMG, Cárdenas Dosal, S. C. como Auditor Externo de Petróleos Mexicanos, para la revisión correspondiente a los ejercicios fiscales de 2011 y 2012,

- fijándose la remuneración respectiva por este Comité.
- Se designó en conjunto con la Secretaría de la Función Pública, al Despacho KPMG, Cárdenas Dosal, S.C., como Auditor Externo de los Organismos Subsidiarios Pemex-Exploración y Producción, Pemex-Refinación, Pemex-Gas y Petroquímica Básica y Pemex-Petroquímica, para la revisión correspondiente a los ejercicios fiscales de 2011 y 2012, fijándose la remuneración de acuerdo a lo establecido por la Secretaría de la Función Pública.
 - Evaluación del Auditor Externo, Despacho KPMG, Cárdenas Dosal, S.C., Auditor Externo de Pemex, sobre su actuación durante el ejercicio 2010.
 - Se revisó y aprobó por este Comité el programa de Trabajo de Auditoría Externa para la revisión del ejercicio fiscal 2011, presentado por el Despacho KPMG, Cárdenas Dosal, S. C.
 - Revisión del Informe de Avance de Auditoría Financiera Presupuestal 2010, del Despacho KPMG, Cárdenas Dosal, S.C., Auditores Externos de Petróleos Mexicanos y de los Organismos Subsidiarios, Pemex-Exploración y Producción, Pemex-Refinación y PMI. Así como con el Despacho RSM Bogarín, Auditor Externo de los Organismos Subsidiarios, Pemex-Petroquímica y Pemex-Gas y Petroquímica Básica.
 - Opinión del CAED sobre la suficiencia y razonabilidad del Dictamen del Auditor Externo sobre la revisión de los Estados Financieros Consolidados de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios, al 31 de diciembre de 2010, emitidos bajo Normas Gubernamentales (NG).
 - Revisión y Opinión favorable del CAED sobre los Estados Financieros Consolidados de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios, al 31 de diciembre de 2010, emitidos bajo Normas Gubernamentales (NG), en cumplimiento a lo dispuesto por los artículos 19, fracción VII y 23, fracciones III, VI, VII y VIII de la Ley de Petróleos Mexicanos.
 - Revisión y Opinión favorable del CAED sobre los Estados Financieros Consolidados de Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias, al 31 de diciembre de 2010, emitidos bajo Normas de Información Financiera (NIF), previa revisión sobre la suficiencia y razonabilidad del Dictamen del Auditor Externo, en cumplimiento a lo dispuesto por los artículos 19, fracción VII y 23, fracciones III, VI, VII y VIII de la Ley de Petróleos Mexicanos.
 - Se adoptaron varios acuerdos del CAED por el que se autorizan y opina sobre el no conflicto de intereses y no afectación de independencia del Auditor Externo, para la realización de varios servicios distintos de la auditoría externa o relacionados, de conformidad con lo establecido en el artículo 23, fracción V de la Ley de Petróleos Mexicanos.
 - Seguimiento a los avances del proceso de implementación de las Normas Internacionales de Información Financiera (IFRS) en Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios, manteniendo constante comunicación con la Dirección Corporativa de Finanzas en relación a este tema y sus repercusiones en los estados financieros de Pemex, de acuerdo

con lo señalado en la fracción VI de la Ley de Petróleos Mexicanos.

- Opinión por la que el Comité de Auditoría y Evaluación del Desempeño da cumplimiento a lo dispuesto por el artículo 23, fracciones XIV y XV de la Ley de Petróleos Mexicanos, relativos a la evaluación del cumplimiento de las metas sobre restitución de reservas de hidrocarburos y la cuantificación y evaluación de las reservas de hidrocarburos, al 1 de enero de 2010.
- Revisión de los aspectos metodológicos sobre la estimación, cuantificación y evaluación de las reservas de hidrocarburos, al 1 de enero de 2011, presentadas por los Certificadores Externos: Ryder Scott Company; Netherland, Sewell & Associates, Inc. (NSAI); y DeGolyer and MacNaughton Dallas, Texas.
- Se emitió Opinión por la que el Comité de Auditoría y Evaluación del Desempeño da cumplimiento a lo dispuesto por el artículo 23, fracciones XIV y XV de la Ley de Petróleos Mexicanos, relativos a la evaluación del cumplimiento de las metas sobre restitución de reservas de hidrocarburos y la cuantificación y evaluación de las reservas de hidrocarburos, al 1 de enero de 2011.
- Revisión de la situación actual de la empresa Mexicana de Lubricantes, S. A. de C. V. Estado actual de los asuntos jurídicos, escenarios litigiosos, alternativas de solución jurídico corporativas y recomendaciones.
- Opinión y Recomendación del Comité de Auditoría y Evaluación del Desempeño, en relación al informe sobre el desenvolvimiento corporativo, propuestas de solución y acciones emprendidas, así como las recomendaciones para la toma de decisiones sobre la conservación de la participación accionaria en la empresa Mexicana de Lubricantes, S. A. de C. V.
- Seguimiento y análisis de los Informes de Actividades del Comité de Recursos Financieros, correspondientes a 2011.
- Análisis de los principales avances y resultados de las auditorías solicitadas por el CAED a los Órganos Internos de Control en Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios, al segundo trimestre de 2011, bajo el Programa Coordinado de Auditorías CAED-OIC-SFP 2010.
- Inicio del proceso de consultoría para el análisis de mapas de riesgos de Pemex y Organismos Subsidiarios, diseño del sistema de administración de riesgos, así como la coordinación de los Órganos Internos de Control de Pemex y sus Organismos Subsidiarios con el Comité de Auditoría y Evaluación del Desempeño.
- Se desarrolló el Mapa de Riesgos Estratégicos del Comité de Auditoría y Evaluación del Desempeño, así como sus factores relacionados. Al respecto, esta definición de riesgos por parte del CAED, permitirá correlacionar los esfuerzos de los Órganos Internos de Control, a fin de determinar la coordinación de auditorías para el ejercicio 2012.
- Se dio seguimiento a los trabajos de la administración para la conformación de un Sistema de Control Interno Institucional de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios,

mismos que se encuentran en su fase de inicio.

- Se revisaron los resultados de la Auditoría de Control Interno Financiero, practicada por el Despacho KPMG Cárdenas Dosal S. C., correspondiente al ejercicio social terminado el 31 de diciembre de 2010. Dicha revisión comprendió el análisis de las deficiencias sobre controles internos de información financiera.
- Se emitió el Informe del CAED al Consejo de Administración, sobre el estado que guarda el Control Interno de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios, correspondiente al ejercicio terminado en 2010, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 23, fracción XI de la Ley de Petróleos Mexicanos. Al respecto, este Comité consideró que el Sistema de Control Interno de Pemex, es razonablemente efectivo, ya que no se detectaron debilidades materiales en su diseño y operación que pudieran afectar la capacidad de Pemex para registrar, procesar, integrar y reportar información financiera.
- Se revisó y aprobó por este Comité la Metodología de Evaluación de Controles Internos Financieros, de conformidad con lo establecido en el numeral 9, Segundo Transitorio de los Lineamientos en Materia de Control Interno para Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios.
- Se emitió Reporte del CAED sobre la verificación de la sujeción de la Dirección General de Petróleos Mexicanos a las Previsiones Presupuestarias Máximas Acordadas por el Consejo de Administración, para las negociaciones del Contrato Colectivo de Trabajo para el Bienio 2011-2013, de conformidad con el acuerdo CA-082/2011 del Consejo de Administración.
- Se analiza la información proporcionada por la Administración en relación al tema de Filiales de Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias.
- Se estableció por parte del CAED, la Base de Datos Compartida sobre Notificaciones de los Comités de Adquisiciones, Arrendamientos, Obras y Servicios de Pemex y Organismos Subsidiarios, de los dictámenes emitidos de excepción a licitación pública. Lo que permitirá registrar y llevar un seguimiento puntual de las adjudicaciones directas notificadas al Comité.
- Se llevó a cabo por parte del Comité el análisis, seguimiento y situación actual de los principales avances y resultados de las auditorías solicitadas por el CAED a los Órganos Internos de Control en Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios, bajo el Programa Coordinado de Auditorías CAED-OIC-SFP 2010.
- Análisis de los principales avances y resultados de las auditorías practicadas por los Órganos Internos de Control en Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios, durante 2011.
- Definición de riesgos estratégicos y factores de riesgo entre el CAED y los Órganos Internos de Control en Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios, en relación al establecimiento del Programa Coordinado de Auditorías CAED-OIC 2012.
- Análisis del Proceso de Subasta en Reversa para la Adquisición de Gas LP en el Extranjero, con la finalidad de determinar la explicación del proceso, los alcances, ahorros y resultados

del mismo.

- Aprobación del Programa de Trabajo 2011, siendo el eje rector de éste las funciones establecidas en la Ley de Petróleos Mexicanos y su Reglamento, así como las solicitudes del Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos.
- Aplicación de Cuestionario de Autoevaluación del Comité de Auditoría y Evaluación del Desempeño, como estrategia de mejora continua del Comité.

En lo que respecta al Comité de Estrategia e Inversiones (CEI), en 2011 se realizó lo siguiente:

- Seguimiento a las metas del Plan de Negocios 2010-2014.
- Opinión sobre el informe 2010 del Director General de Petróleos Mexicanos.
- Opinión sobre el proyecto Etileno XXI.
- Determinación del proceso para la integración del Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos 2012-2016.
- Análisis de proyectos de inversión en el presupuesto 2011 de Petróleos Mexicanos.
- Análisis del proceso de jerarquización de proyectos de inversión de Petróleos Mexicanos y organismos subsidiarios.
- Propuesta de actualización de metas del Plan de Negocios 2011.
- Revisión de avances en la estrategia de contenido nacional.
- Opinión sobre el Plan de Negocios de Pemex y de los Organismos Subsidiarios 2012-2016.
- Determinación de instancias internas para la aprobación de proyectos menores del corporativo.
- Opinión sobre solicitud de tercero experto independiente para el proyecto "Calidad de Combustibles Fase Diesel para Refinería Cadereyta".
- Opinión sobre solicitud de tercero experto independiente para el proyecto "Conversión de Residuales de la Refinería de Salamanca".
- Revisión de avances de la nueva refinería de Tula.
- Seguimiento al proyecto Aceite Terciario del Golfo.
- Análisis de la estrategia de Pemex-Exploración y Producción referente a *Shale Gas*.
- Emisión de la lista de verificación para Tercero Experto Independiente.
- Opinión sobre el proyecto de Integración de la Cadena Productiva sal-cloro-sosa-etileno-VCM –monómero de cloruro de vinilo- (Pemex-Petroquímica-Mexichem) (ver nota temática 11).
- Análisis inicial de los temas relacionados a Repsol que corresponden al CEI en la encomienda del Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos (transacciones estratégicas, objetivo de internacionalización, alineación de filiales, participación de Petróleos Mexicanos en el Consejo de Administración de REPSOL, alianza industrial con REPSOL).
- Revisión de los montos y tipos de contrato establecidos en los Lineamientos que establecen los casos y montos para la aprobación de contratos, a que se refiere el inciso k) de la

fracción IV del artículo 19 de la Ley de Petróleos Mexicanos.

En lo que respecta al Comité de Transparencia y Rendición de Cuentas (CTRC), en 2011 se llevaron a cabo las siguientes actividades:

- Aprobó enviar al Consejo de Administración su opinión sobre informes emitidos al amparo de la Ley de Petróleos Mexicanos, para dar cumplimiento al artículo 29, fracción IV de la propia ley.
- Se envió el Informe Anual de Actividades del CTRC 2009-2010 para su presentación al Consejo de Administración.
- Se aprobó el Programa Anual 2011 del CTRC, al cual se incorporó el calendario de sesiones ordinarias del comité.
- Se aprobó el Código de Conducta para miembros del Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos y se envió al mismo para los efectos correspondientes.
- Aprobó el Dictamen sobre la Transparencia y la Rendición de Cuentas de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios.
- Aprobó la instalación de un grupo de trabajo para elaborar el Dictamen Anual 2011 sobre la Transparencia y Rendición de Cuentas de Petróleos Mexicanos y para dar seguimiento a las recomendaciones contenidas en el Dictamen Anual 2010.
- Solicitó a la Dirección General copia firmada de los contratos de servicios para la explotación, desarrollo y producción de hidrocarburos en la Región Sur y sus anexos.

En lo que respecta al Comité de Remuneraciones (CR), en 2011 se realizó lo siguiente:

- Se turnó al Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos la opinión favorable del Comité de Remuneraciones sobre el "Plan Estratégico de Recursos Humanos y Relaciones Laborales 2012-2016 para Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios".
- Se han revisado los avances respecto a los proyectos: Reclutamiento y Selección; Planes de Carrera; Retiro y Sucesión; Evaluación del Desempeño Individual; y, Compensación Variable basada en el Desempeño; los cuales forman parte del Plan Estratégico de Recursos Humanos y Relaciones Laborales.
- Se trabaja con la Administración para revisar las métricas y la reglamentación para el proceso de compensación por desempeño que se propone aplicar en Petróleos Mexicanos.
- Se turnó al Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos su recomendación favorable para la propuesta de regularización del tabulador de mando en Petróleos Mexicanos, el cual fue aprobado.

Actividades desarrolladas por el Comité de Adquisiciones, Arrendamientos, Obras y Servicios:

Dictaminación sobre la procedencia de no celebrar licitaciones públicas y definir el procedimiento para la contratación

Se dictaminaron procedentes las solicitudes de excepción a la licitación pública, mediante el procedimiento de adjudicación directa, para contratar lo siguiente:

- “La prestación de servicios legales especializados en apoyo a la industria petrolera mexicana durante la etapa de negociación de un tratado internacional para la exploración y explotación conjunta, equitativa y eficiente de yacimientos transfronterizos de hidrocarburos en el Golfo de México; incluyendo el análisis de tratados existentes en la materia, así como del régimen jurídico estadounidense y su impacto y compatibilidad con el régimen aplicable en México para el desarrollo de yacimientos compartidos con los Estados Unidos de América”.
- “Servicio para el suministro de tuberías de acero al carbón sin costura de revestimiento; tubería de perforación, combinaciones, servicios relacionados con inspección, reacondicionamiento, reparación, mantenimiento y custodia, para las regiones norte, sur y marinas”.
- “Prestación de servicios de fedatarios públicos para el ejercicio 2011”.
- “Prestación de Servicios de Acceso a Tecnología SIGSA; Asistencia Técnica Especializada e Integración de Cartografía e Imágenes, para el ejercicio 2011”.

Opinión correspondiente a los contratos que deba aprobar el Consejo de Administración

Se emitieron opiniones favorables sobre el Documento Ejecutivo que contiene los términos y condiciones técnicas, económicas, ambientales, sociales y legales fundamentales de las siguientes contrataciones:

- “Servicio para el suministro de tuberías de acero al carbón sin costura de revestimiento; tubería de perforación, combinaciones, servicios relacionados con inspección, reacondicionamiento, reparación, mantenimiento y custodia, para las regiones norte, sur y marinas”.
- “Obra de Aseguramiento de Flujo con Sistema Artificial BEC, incluyendo equipo superficial y sub superficial”.
- “Servicios de ingeniería y administración del proyecto en la etapa FEL III de la Nueva Refinería en Tula, Hidalgo”.
- “Procura y Construcción de un Ducto de 36 ø por 77 kilómetros de la Plataforma Enlace Litoral a la Terminal Marítima Dos Bocas (línea 5) a instalarse en el Golfo de México”.
- “Servicios de Exploración, Desarrollo y Producción de Hidrocarburos en Áreas Contractuales de la Región Norte”.

Propuesta e interpretación de disposiciones administrativas para contratación

Se adicionó un segundo párrafo al artículo 11 de las Disposiciones Administrativas de Contratación en Materia de Adquisiciones, Arrendamientos, Obras y Servicios de las

Actividades Sustantivas de Carácter Productivo de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios.

En lo relativo al Comité de Medio Ambiente y Desarrollo Sustentable (CMADS), en 2011 se llevaron a cabo las siguientes actividades:

- Acordó que, en lo relacionado a las operaciones de perforación en aguas profundas con tirantes entre 150 y 1,500 metros, y ultra profundas de más de 1,500 metros, Petróleos Mexicanos deberá emitir las regulaciones, códigos, normas de operación y planes internos de contingencia, así como contar con un mecanismo de vigilancia sobre la aplicación de los mismos.
- Acordó solicitar a la Comisión Nacional de Hidrocarburos un informe sobre el proceso de preparación e implantación de regulaciones, procedimientos, requerimientos técnicos, y otras condiciones necesarias en materia de seguridad industrial, protección del medio ambiente y prevención de derrames, relacionadas con la exploración y explotación de hidrocarburos en aguas someras y en tierra adentro.
- Acordó solicitar a la Administración de Petróleos Mexicanos explicación detallada sobre la responsabilidad de los derrames y daños al medio ambiente, contenidos en las cláusulas 14.2 y 14.3 de los contratos para la evaluación, desarrollo y producción de hidrocarburos de la Región Sur recién asignados, y sus implicaciones para Petróleos Mexicanos.
- Con el objeto de vigilar el cumplimiento de los programas preventivos y realizar su evaluación periódica, el CMADS trató los siguientes temas: bonos de carbón, emisiones de bióxido de carbono, proyectos MDL de reducción de emisiones y sus aspectos presupuestales, planes de contingencia para mitigar los efectos de derrames en tomas clandestinas, programa de integridad de ductos, lineamientos para la formulación de planes de respuesta a emergencias, cumplimiento de las regulaciones del Sistema Nacional de Refinación respecto a emisiones a la atmósfera y aguas residuales, así como sus requerimientos presupuestales para mejorar los planes y programas de contingencias ambientales, prevención de derrames y programas de remediación de suelos y cuerpos de agua.
- Efectuó el estudio y análisis de los lineamientos para la formulación de los planes de respuesta a emergencias-COMERI 145 y emitió opinión favorable a los mismos. De igual forma, emitió observaciones al Informe Anual del Director General sobre temas de medio ambiente y desarrollo sustentable.

En lo que respecta al Comité de Desarrollo e Investigación Tecnológica (CDIT) las actividades desarrolladas se presentan a continuación:

- En seguimiento a la implementación del Plan de Negocios (PN) y considerando que un elemento integrante del mismo, lo constituye el Programa Estratégico Tecnológico (PET) de Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios, en el mes de marzo se llevó a cabo

una sesión conjunta con el Comité de Estrategia e Inversiones, con la finalidad de analizar dicho documento. De la revisión efectuada, se generó un acuerdo recomendando al Consejo de Administración su aprobación e incorporación al Plan de Negocios. Asimismo y como resultado de este proceso, se desprendieron diversas observaciones en torno a este mismo tema, dentro de las cuales destacaron las siguientes:

- La necesidad de elaborar un diagnóstico que denote qué problema se va a resolver, así como una evaluación de los recursos con que se cuenta para afrontar dicha problemática;
 - Identificar faltantes y efectuar modificaciones necesarias en el PN, derivadas de lo detectado en el PET;
 - Elaborar a la brevedad, el segundo componente del PET, consistente en el Programa de Ejecución de la estrategia (PE PET) para su atención y
 - Definir con claridad el proceso de vinculación con las instituciones de educación superior y centros de investigación nacional.
- Una vez aprobado el PET por el Consejo de Administración, el CDIT llevó a cabo sesiones de seguimiento para verificar la atención a las observaciones y los avances en la elaboración de la fase relativa a la elaboración del Programa de Ejecución de la Estrategia.
- Dado que una de los principales habilitadores para la implementación del PET, lo constituye el Fondo Sectorial CONACYT-Secretaría de Energía-Hidrocarburos, se prosiguió con el esquema de estrechar la comunicación con esta instancia y con las instituciones de educación superior y centros de investigación, a fin de conocer la evolución y resultados, de la cartera de proyectos de investigación científica y tecnológica mediante la cual se atienden las necesidades de Petróleos Mexicanos en esta materia, así como el proceso asociado, de formación de recursos humanos especializados.

VOTOS RAZONADOS

Durante 2011, en las sesiones del Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos se presentaron seis votos razonados por parte de Consejeros Profesionales, tres relativos al “Código de Conducta de los Miembros del Consejo de Administración”; dos respecto al acuerdo de accionistas de la sociedad “REPSOL YPF, S.A.” suscrito entre SACYR-Vallehermoso, Petróleos Mexicanos y PMI Holdings BV; y otro referente a los “Contratos de servicios de exploración, desarrollo y producción de hidrocarburos en áreas de Altamira, Arenque, Atún, Pánuco, San Andrés y Tierra Blanca, de la Región Norte”. Estos votos razonados se encuentran disponibles para su consulta en el portal de Internet de Petróleos Mexicanos.

SESIONES CELEBRADAS DEL CONSEJO DE ADMINISTRACIÓN

Durante 2011 se llevaron a cabo seis sesiones ordinarias y ocho extraordinarias del Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos, con lo cual se dio cumplimiento al artículo 16 de la

Ley de Petróleos Mexicanos.

En cumplimiento a la normatividad vigente se envió a los consejeros el orden del día y la información a tratar en cada sesión. De acuerdo a lo establecido en el artículo 87 del Reglamento de la Ley de Petróleos Mexicanos, el director general presentó un informe por escrito de los aspectos con mayor relevancia acerca de la situación de Petróleos Mexicanos a la fecha de éstos.

Los acuerdos realizados en las reuniones del Consejo de Administración son publicados en la página de internet de la empresa. Durante 2011, el Consejo de Administración adoptó un total de 148 acuerdos.

**SESIONES DE CONSEJO DE ADMINISTRACIÓN CELEBRADAS EN
2011**

No.	ORDINARIAS/EXTRAORDINARIA	FECHA
823	Extraordinaria	28 de enero
824	Ordinaria	28 de febrero
825	Extraordinaria	14 de marzo
826	Extraordinaria	28 de marzo
827	Ordinaria	29 de abril
828	Extraordinaria	29 de abril
829	Ordinaria	3 de junio
830	Extraordinaria	3 de junio
831	Extraordinaria	5 de julio
832	Extraordinaria	26 de julio
833	Ordinaria	26 de agosto
834	Ordinaria	18 de octubre
835	Extraordinaria	15 de noviembre
836	Ordinaria	2 de diciembre

Fuente: Petróleos Mexicanos. Dirección General.

11. SERVICIOS DE SALUD

Durante 2011 los programas estratégicos de prevención médica continuaron los avances de los últimos años a favor de la salud de la derechohabiente petrolera, que se manifiesta en indicadores como la esperanza de vida, que es 4.7 años mayor que el promedio de población mexicana; la aplicación de un esquema ampliado de vacunación ha permitido evitar enfermedades prevenibles por vacunación en menores de un año. Con el tamiz neonatal se amplía la oportuna prevención de discapacidades por enfermedades metabólicas en los recién nacidos, hipoacusia y sordera, además de presentar tasas más bajas de mortalidad infantil y materna en comparación con el promedio nacional.

Los indicadores más representativos en Petróleos Mexicanos presentaron el siguiente comportamiento: un incremento de 0.1 años en esperanza de vida con respecto a la meta; mientras que con relación a la tasa de mortalidad materna, este año registró una tasa de 42.2, resultado de solamente dos muertes maternas.

ESPERANZA DE VIDA, MORTALIDAD INFANTIL Y MORTALIDAD MATERNA, 2011

INDICADOR	NACIONAL	META	ALCANZADO
Esperanza de vida	75.4 años	80 años	80.1 años
Tasa de mortalidad infantil (por 1,000 nacidos vivos)	15.1	10.6	10.7
Tasa de mortalidad materna (por 100,000 nacidos vivos)	62.8	42.2	42.2

Indicadores y metas calculados anualmente.

Fuente Nacional: Salud México 2001-2005, INEGI y Petróleos Mexicanos, Subdirección de Servicios de Salud.

Con respecto a la mortalidad infantil, aunque existió un incremento marginal de 0.1, al registrar 10.7 frente a una meta de 10.6, cabe señalar que este indicador está muy por debajo respecto a otras Instituciones del Sector Salud que se ubican en 15.1.

Respecto a las enfermedades prevenibles por vacunación, durante 2011 se aplicaron 475,573 dosis de vacunas, lo que permitió evitar muertes debidas a este rubro.

Se realizaron 4,551 Tamices Neonatales Metabólicos, que permitieron detectar oportunamente e iniciar tratamiento temprano a 49 casos positivos, a los que se les evitó el desarrollo de enfermedad y discapacidad permanente, además se realizaron 4,573 tamices neonatales auditivos a igual número de recién nacidos, detectándose dos casos positivos de hipoacusia y sordera que se enviaron a tratamiento y a un programa de rehabilitación para evitar la discapacidad permanente.

Durante el año se realizaron 201,920 detecciones de enfermedades transmisibles (dengue, VIH/SIDA, tuberculosis, entre otras) sujetas a vigilancia, para coadyuvar en el diagnóstico oportuno y el tratamiento adecuado, reduciendo el riesgo de brotes de estas patologías.

Se realizaron 639,274 tamizajes para la detección de enfermedades crónico degenerativas (cáncer de mama, cérvico uterino y de próstata; diabetes e hipertensión arterial), que permitieron la canalización oportuna de 6,647 casos detectados con estas enfermedades para su tratamiento oportuno y control adecuado.

En lo correspondiente a “Promoción de la Salud”, durante 2011 se realizaron actividades de prevención y promoción relacionadas con el programa “Atención Integral al Paciente con Sobrepeso y Obesidad”, con el fin de disminuir los factores de riesgo por estilo de vida. Se distribuyeron 584,025 mensajes a través de medios impresos y se capacitaron a 102,709 derechohabientes en materia de diabetes mellitus y enfermedad cardiovascular.

Este año inició el diseño del sistema informático relacionado con el programa de sobrepeso y obesidad, que se integra al expediente electrónico de la Subdirección de Servicios de Salud, el cual fue concluido en el segundo trimestre del año, quedando en operación en todas las unidades médicas de Petróleos Mexicanos. Únicamente está pendiente concluir el reportador del sistema con la finalidad de contar con la información estadística oportuna y precisa.

En el marco del Programa de Salud Mental y Prevención de Adicciones se realizó la XVI Campaña Nacional de Información contra el Alcoholismo “Compartiendo Esfuerzos”, informando a 62 mil trabajadores y familiares sobre los daños a la salud y riesgos relacionados con el consumo de alcohol; se instalaron 101 módulos de información, 45 módulos en unidades médicas y 56 en Centros de Trabajo, se impartieron 1,531 pláticas y se distribuyeron 37,400 trípticos.

Se participó en las tres “Semanas Nacionales de Salud” en los meses de febrero, mayo y octubre, durante las cuales se difundió material promocional relacionado con las actividades de vacuna a menores de cinco años de edad y aplicación de diversas vacunas como la antipoliomielítica, toxoide tetánico diftérico y triple viral combinada. Se reforzó la vacunación permanente y se completó el esquema básico.

En esta misma campaña se distribuyeron sobres de hidratación oral a las madres con niños menores a cinco años, así como información con respecto a la prevención de enfermedades diarreicas e infecciones respiratorias agudas, su manejo en el hogar y la identificación de los signos de alarma.

En el mes de mayo se llevó a cabo “El día Mundial sin Tabaco” donde participaron 104 centros de trabajo, incluyendo a las 45 unidades médicas: se impartieron 645 pláticas con 16,015 asistentes, se realizaron 595 jornadas informativas con 25,590 participantes, se organizaron 15 congresos con 940 asistentes, 48 talleres y 1,450 asistentes. Se distribuyeron 25,454 materiales impresos a los derechohabientes, se instalaron 743 protectores de pantalla, se organizaron 6 torneos relámpagos, 18 cines debate con una asistencia de 814

derechohabientes, 13 foros desfiles con 1,696 participantes, se les proporcionó a 723 personas orientación específica. Para este Día Mundial sin Tabaco hubo una participación total de 47,285 derechohabientes.

En 2011 se obtuvo el Reconocimiento como “Edificios Libres de Humo de Tabaco” por el Gobierno Federal a través de la Comisión Nacional Contra las Adicciones, reconociendo a 45 unidades médicas de la empresa, lo que brinda protección a más de 10,000 trabajadores de la salud en forma directa, e indirectamente a todos los usuarios de la unidades, contra el humo de segunda mano. Con este hecho se alcanzó el 100% de la meta programada.

En cuanto a las actividades de Promoción de la Salud, este año se difundieron un total de 127 mensajes de salud con un enfoque preventivo. Los mensajes se difunden por medios electrónicos a través del sistema Pemex-Infoma, además de ser colocados en la página de Intranet.

Con relación a la “Unificación de Criterios en el Procedimiento de los Laboratorios de Salud y el Registro de la Información en el Expediente Médico Electrónico”, se capacitó a un total de 41 trabajadores de salud de los servicios de medicina preventiva de las unidades médicas de 20 unidades médicas distintas.

Se distribuyeron en las unidades médicas 49,400 materiales impresos, folletos, trípticos y cuadernillos de los siguientes temas: fumadores, drogas, manera de beber y alcoholismo, también se enviaron 3,000 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 unidades habitacionales.

Con base a la información de las unidades médicas, del programa de control de fauna nociva y transmisora, durante el año se fumigaron 203,026 locales con la finalidad de eliminar los insectos transmisores de algunas enfermedades, también se realizaron otras actividades de control y eliminación de plagas, trabajando 83,359 cubículos principalmente en centros de trabajo. En todas las unidades médicas del sistema se desinfectaron 99,222 locales, con la finalidad de evitar las infecciones nosocomiales.

Se participó en la capacitación a trabajadores procedentes de diferentes centros de trabajo y entidades federativas con respecto a estilos de vida saludable con orientación nutricional, de activación física y salud mental como parte del curso de “Desarrollo de Habilidades Personales y Liderazgo”. Se capacitó a 77 grupos con un total de 1,362 trabajadores sindicalizados. En otras regiones del país también se participó en 47 cursos capacitando a 1,444 trabajadores sindicalizados.

Se realizaron seis cursos de capacitación, dos de ellos dirigidos al personal de nutrición de las unidades médicas; uno de activación física y otro de tiempo libre, y otros dos cursos dirigidos a

cuadrillas de fumigación referentes a actividades de control y eliminación de la fauna nociva y transmisora.

SERVICIOS MÉDICOS

La productividad asistencial en el ejercicio 2011 se muestra en el cuadro siguiente:

SERVICIOS MÉDICOS OTORGADOS		
SERVICIOS	2010	2011
Consultas	4,564,816	4,446,637
Intervenciones quirúrgicas	37,251	35,211
Egresos hospitalarios	79,133	78,964
Estudios de anatomía patológica	53,938	55,630
Estudios de laboratorio	3,951,965	4,222,635
Estudios de imagenología	471,964	531,256
Partos	1,466	1,236
Cesáreas	2,915	3,036

Fuente: Dirección Corporativa de Administración, SIAH diciembre 2010/2011.

Los resultados asistenciales en 2011, al compararlos con el año previo, continuaron mostrando una tendencia a la contención de actividades asistenciales, tal es el caso de las consultas otorgadas, egresos, intervenciones quirúrgicas y partos.

Con relación al Porcentaje de satisfacción del cliente, producto de las encuestas realizadas, se mantuvo en 91% en el 2011, sin cambio con respecto al año anterior.

Durante la ceremonia inaugural de la 4ª. Semana Internacional de Integración y Desarrollo del Sector Salud, tres hospitales de Petróleos Mexicanos, de un total de 350 unidades médicas, de las diversas Instituciones del Sector Salud, fueron galardonados en el marco de los Premios Nacionales de Calidad. Recibieron el reconocimiento los Hospitales Central Norte, Regional de Villahermosa y General de Veracruz.

ADMINISTRACIÓN Y FINANZAS

En la quinta adecuación al presupuesto, el presupuesto anual en flujo de efectivo sumó \$12,121 millones en su totalidad: 6,569 millones de pesos en servicios personales, 4,853 millones para adquisición de bienes y contratación de servicios y 699 millones en inversión.

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

Durante 2011 se registró un gasto de 11,585 millones de pesos en operación e inversión: 6,519 millones en servicios personales, 3,191 millones en materiales y suministros, 1,415 millones en servicios generales y 460 millones en inversión.

Algunos conceptos representativos del gasto se muestran a continuación:

GASTO EN SERVICIOS DE SALUD
(millones de pesos)

CONCEPTO	2010	2011	VARIACIÓN ABSOLUTA
MATERIALES Y SUMINISTROS	2,774	3,191	416
Medicamentos	1,505	1,945	441
Medicina subrogada	640	603	-37
Otros insumos	630	642	13
SERVICIOS GENERALES	1,703	1,415	-287
Gastos médicos pagados a terceros	1,180	875	-305
Otros	523	541	18
SERVICIOS PERSONALES	6,096	6,519	423
OPERACIÓN	10,573	11,125	552
INVERSIÓN	59	460	401
OPERACIÓN + INVERSIÓN	10,632	11,585	953

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

Fuente: Dirección Corporativa de Administración.

El gasto realizado en 2011 fue 953 millones de pesos superior respecto al año anterior; contribuyendo en 44% servicios personales, 42% el fortalecimiento de la infraestructura y el equipamiento de las unidades médicas y el 14% la regularización de pagos a terceros a través de bóveda electrónica.

Durante 2011 la cuota plana autorizada, 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, en línea con el monto autorizado al inicio del año. Los ingresos resultantes de la aplicación de esta cuota por trabajador se ajusta al cierre del ejercicio a fin de obtener el punto de equilibrio donde los costos totales se igualan a los ingresos por cuota plana; resultando de esta operación nuevas cuotas de cierre anual de 57,288 por trabajador que se presentan en la tabla.

La facturación de servicios médicos por cuota plana disminuyó 2.1% respecto al ejercicio anterior.

FACTURACIÓN DE SERVICIOS MÉDICOS

CONCEPTO	2010	2011	VARIACIÓN ABSOLUTA	%
Ingresos de la Subdirección de Servicios de Salud por cuota plana (millones de pesos)	15,875	15,535	-340	-2.1%
Promedio de trabajadores – mensual (activos, jubilados y post-mortem)	261,647	271,168	9,521	3.6%
Cuota plana anual de cierre (pesos)	60,672	57,288	-3,384	-5.6%
Cuota plana de cierre mensual (pesos)	5,056	4,774	-282	-5.6%

Fuente: Información de ingresos del Sistema SAP R/3 Módulo *Controlling* (CO) del Cierre Contable Anual 2001-2011; información de promedio de trabajadores: Subdirección de Recursos Humanos y Relaciones Laborales; cuota plana autorizada: Grupo de Trabajo de Precios de Servicios Corporativos.

Los ingresos totales de la Subdirección de Servicios de Salud se conforman de los ingresos por facturación a organismos subsidiarios por cuota plana y por los ingresos por servicios a No derechohabientes y a trabajadores de PMI Comercio Internacional, donde se obtuvo una reducción de 2.2% y por otra parte, los costos de operación disminuyeron 2.2%, respecto al año anterior.

**INGRESOS TOTALES Y COSTOS DE OPERACIÓN
DE LA SUBDIRECCIÓN DE SERVICIOS MÉDICOS**
(millones de pesos)

CONCEPTO	2010	2011	VARIACIÓN ABSOLUTA	%
INGRESOS TOTALES	15,892	15,549	-343	-2.2%
COSTOS DE OPERACIÓN	15,892	15,549	-343	-2.2%
Gastos de Operación	10,901	11,285	384	3.5%
Pasivo Laboral	4,753	4,029	-724	-15.2%
Compras y Servicios inter-organismos e inter-compañías	20	24	4	20%
Depreciación	218	211	-7	-3.2

Fuente: Información de ingresos del Sistema SAP R/3 Módulo *Controlling* (CO) del Cierre Contable Anual 2010-2011; información de promedio de trabajadores: Subdirección de Recursos Humanos y Relaciones Laborales; cuota plana autorizada: Grupo de Trabajo de Precios de Servicios Corporativos.

12. DONATIVOS Y DONACIONES

DISTRIBUCIÓN DE DONATIVOS Y DONACIONES

El Consejo de Administración autorizó una previsión presupuestaria anual de recursos de donativos y donaciones de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios para el ejercicio 2011 de 1,920 millones de pesos, distribuidos 935.7 millones para donativos (dinero) y 984.3 millones de pesos para donaciones (especie), consistente en 446.6 millones de pesos de asfalto AC-20 y 537.6 millones de pesos de combustibles.

Lo autorizado, se sujetó a lo dispuesto por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público referente al Programa Nacional de Reducción del Gasto Público 2010-2012.

Del presupuesto para el otorgamiento de donativos y donaciones en 2010 y 2011, se autorizaron los siguientes recursos económicos:

DONATIVOS Y DONACIONES AUTORIZADOS (pesos)

BENEFICIARIOS	2010	%	2011	%	VARIACIÓN ABSOLUTA
Gobiernos de los Estados	1,078,752,916	68.4	1,110,338,393	67.5	2.93
Gobiernos Municipales	454,937,928	28.8	491,071,245	29.8	7.94
Organizaciones de la Sociedad Civil	43,818,736	2.8	44,881,077	2.7	2.42
Gobierno Federal	66,387	0.0	-	0.0	-100.00
TOTAL	1,577,575,967	100.0	1,646,290,715	100.0	4.36

Fuente: Dirección Corporativa de Administración.

En 2010 se registraron 1,031 peticiones, 28.1% menos que en 2011; se seleccionaron 177 solicitudes (17.2%) en las que se ejerció un presupuesto de 1,577.6 millones de pesos.

En 2011 se recibieron 1,435 solicitudes de donativos y donaciones promovidas por estados, municipios y organizaciones de la sociedad civil; de las cuales se seleccionaron 293 solicitudes mismas que representaron una erogación de 1,646.3 millones de pesos. La distribución de los recursos por beneficiario, así como las obras y proyectos principales realizados, se presentan a continuación:

DISTRIBUCIÓN DE DONATIVOS Y DONACIONES POR ENTIDAD FEDERATIVA (pesos)

ACTIVIDAD DE LA INDUSTRIA PETROLERA	DONATIVOS EN EFECTIVO		DONACIONES EN ESPECIE		TOTAL	
	2010	2011	2010	2011	2010	2011
Mayor	510,534,000	519,778,367	607,075,562	598,569,321	1,117,609,562	1,118,347,689
Mediana	82,466,000	140,067,522	262,409,689	238,295,727	344,875,689	378,363,249
Resto del país	7,000,000	19,500,000	108,090,716	130,079,776	115,090,716	149,579,777
TOTAL	600,000,000	679,345,889	977,575,967	966,944,825	1,577,575,967	1,646,290,715

Fuente: Dirección Corporativa de Administración.

A las entidades federativas prioritarias para la operación de Petróleos Mexicanos, se destinaron 1,496.7 millones de pesos que representan 90.9% del total de recursos asignados.

**DISTRIBUCIÓN DE DONATIVOS Y DONACIONES A
ENTIDADES CON MAYOR ACTIVIDAD DE LA INDUSTRIA PETROLERA**
(pesos)

ENTIDAD	DONATIVOS EN EFECTIVO		DONACIONES EN ESPECIE		TOTAL	
	2010	2011	2010	2011	2010	2011
Campeche	97,376,119	96,000,000	177,908,331	175,155,700	275,284,450	271,155,700
Chiapas	46,000,000	27,000,000	58,971,624	61,491,900	104,971,624	88,491,900
Tabasco	191,117,323	194,533,459	157,599,964	111,149,629	348,717,287	305,683,089
Tamaulipas	47,000,000	53,150,000	56,015,050	112,089,338	103,015,050	165,239,338
Veracruz	129,040,558	149,094,908	156,580,591	138,682,753	285,621,150	287,777,661
SUBTOTAL	510,534,000	519,778,367	607,075,562	598,569,321	1,117,609,562	1,118,347,689

Fuente: Dirección Corporativa de Administración.

**DISTRIBUCIÓN DE DONATIVOS Y DONACIONES A
ENTIDADES CON MEDIANA ACTIVIDAD DE LA INDUSTRIA PETROLERA**
(pesos)

ENTIDAD	DONATIVOS EN EFECTIVO		DONACIONES EN ESPECIE		TOTAL	
	2010	2011	2010	2011	2010	2011
Coahuila	-	-	13,612,959	5,340,565	13,612,959	5,340,565
Guanajuato	30,000,000	14,000,000	30,785,326	42,522,402	60,785,326	56,522,402
Hidalgo	26,466,000	15,234,213	52,083,715	68,166,993	78,549,715	83,401,206
Nuevo León	-	34,300,000	84,341,844	43,105,506	84,341,844	77,405,506
Oaxaca	10,000,000	43,033,309	79,265,525	65,467,632	89,265,525	108,500,941
Puebla	16,000,000	33,500,000	2,320,319	13,692,629	18,320,319	47,192,629
SUBTOTAL	82,466,000	140,067,522	262,409,689	238,295,727	344,875,689	378,363,249

Fuente: Dirección Corporativa de Administración.

DISTRIBUCIÓN DE DONATIVOS Y DONACIONES A ENTIDADES DEL RESTO DEL PAÍS
(pesos)

ENTIDAD	DONATIVOS EN EFECTIVO		DONACIONES EN ESPECIE		TOTAL	
	2010	2011	2010	2011	2010	2011
Aguascalientes	-	-	4,002,072	11,730,636	4,002,072	11,730,636
Baja California	-	-	18,389,886	5,204,647	18,389,886	5,204,647
Baja California Sur	-	-	11,256,617	6,627,938	11,256,617	6,627,938
Chihuahua	-	2,500,000	4,673,899	12,276,718	4,673,899	14,776,718
Colima	-	-	-	6,324,821	-	6,324,821
Distrito Federal	2,000,000	8,000,000	291,214	124,644	2,291,214	8,124,644
Durango	-	-	7,009,173	8,195,304	7,009,173	8,195,304
Guerrero	-	-	8,738,751	12,515,235	8,738,751	12,515,235
Jalisco	-	-	-	7,248,572	-	7,248,572
México	2,000,000	-	-	771,503	2,000,000	771,503
Michoacán	3,000,000	-	1,429,311	-	4,429,311	-
Morelos	-	-	12,568,807	6,968,140	12,568,807	6,968,140
Nayarit	-	-	2,026,717	-	2,026,717	-
Querétaro	-	-	7,237,869	8,466,744	7,237,869	8,466,744
Quintana Roo	-	-	1,715,174	867,621	1,715,174	867,621
San Luis Potosí	-	-	5,403,176	5,749,989	5,403,176	5,749,989
Sinaloa	-	6,000,000	9,041,172	11,084,419	9,041,172	17,084,419
Sonora	-	-	4,052,383	7,781,192	4,052,383	7,781,192
Tlaxcala	-	3,000,000	8,453,435	13,023,745	8,453,435	16,023,745
Yucatán	-	-	1,801,059	1,937,901	1,801,059	1,937,901
Zacatecas	-	-	-	3,180,009	-	3,180,009
SUBTOTAL	7,000,000	19,500,000	108,090,716	130,079,776	115,090,716	149,579,777

Fuente: Dirección Corporativa de Administración.

OBRAS O PROGRAMAS DESTACADOS

Algunos de los proyectos y acciones que fueron apoyados con los recursos otorgados por Petróleos Mexicanos en el ejercicio presupuestal de 2011, fueron los siguientes:

PRINCIPALES OBRAS Y PROYECTOS A REALIZAR CON DONATIVOS Y DONACIONES 2011

ENTIDAD	BENEFICIARIO	MONTO	DESTINO
TOTAL		525,844,538	
Campeche	Gobierno del Estado	62,000,000	Tercera y última aportación para la realización del proyecto "Acueducto Paralelo Chicbul-Carmen".
Campeche	Gobierno del Estado	30,000,000	Realización de proyectos productivos del Sector Pesquero de Altura (\$15,000,000) y del Sector Pesquero Ribereño (\$15,000,000) del Municipio de Carmen, Campeche.
Chiapas	Gobierno del Estado	15,000,000	Apoyar la construcción, mantenimiento, ampliación y rehabilitación de obras de infraestructura urbana, hidráulica, sanitaria, equipamiento urbano y de protección civil en los municipios de Reforma, Pichucalco, Juárez, Ostucán y Sunuapa.
Chiapas	Natura y Ecosistemas Mexicanos, A. C.	7,000,000	Apoyar el "Proyecto de Conservación, Manejo y Restauración de los Ecosistemas Naturales de la Cuenca Media del Río Usumacinta, Tercera Fase".
Tabasco	Gobierno del Estado	190,833,459	Apoyar la realización de proyectos de desarrollo social sustentable, sustentabilidad ambiental, de infraestructura estratégica, de desarrollo e infraestructura social, protección ambiental y proyectos productivos, para elevar la calidad de vida de la población asentada en los municipios con actividad petrolera en la entidad.
Tamaulipas	Gobierno del Estado	20,250,000	Apoyar la construcción del drenaje pluvial en la avenida divisoria de la colonia Tampico-Altamira.
Tamaulipas	Municipio de Ciudad Madero	7,000,000	Apoyar el reencarpetado de la Avenida Francisco I. Madero, en el tramo comprendido entre las calles Guatemala y Melchor Ocampo.
Veracruz	Gobierno del Estado	41,122,500	Apoyar la adquisición de 1,500 tanques para almacenamiento de agua y 1,500 sanitarios ecológicos prefabricados para el programa de combate a la pobreza en las siguientes localidades de muy alta marginación: Mixtla de Altamirano, Tehuipango, Llamatlán, Zozocolco de Hidalgo, Atlahuilco, Mecatlán, Texcatepec, Zontecomatlán de López y Fuentes, Soledad Atzompa, Filomeno Mata, Los Reyes, Tequila, Sotepan, Coxquihui, Aquila, Calchualco, La Perla, Xoxocotla, Zacoalpan, Astacinga, Tlaquilpa, Tlachichilco, Zongolica, Tepatlaxco, Ayuahualulco, Chiconamel, Coahuatlán, Chumatlán, Mecayapan, Texhuacan, Tantoyuca, Las Minas, Alpatlahuac, Chiconquiaco, Benito Juárez, Ixhuatlán de Madero.
Veracruz	Municipio de Álamo Temapache	8,000,000	Apoyar la construcción del sistema integral de agua potable en las localidades de Ejido Santa Emilia, Ejido El Esfuerzo y Ejido La Habana; así como la construcción de planta de tratamiento de aguas residuales en el Ejido Estero del Ídolo.
Veracruz	Municipio de Coatzacoalcos	7,000,000	Adquirir un camión recolector, para realizar la limpieza urbana de las diferentes localidades del Municipio; una motoconformadora, para llevar a cabo obras y servicios en las comunidades; e instalar un elevador que será utilizado por personas con capacidades diferentes dentro del Ayuntamiento.

Veracruz	Municipio de Coatzintla	13,467,000	Apoyar la rehabilitación y cercado perimetral del parque de esparcimiento para integración familiar al aire libre en el fraccionamiento Kawatzin Valencia; la construcción del camino de pavimento asfáltico, tramo La Florida-Santa María; así como la remodelación de dos aulas en la telesecundaria "Francisco Javier Clavijero", en la Colonia Ruiz Cortines.
Veracruz	Municipio de Papantla	10,104,057	Apoyar la 1ª etapa de la obra de pavimentación con concreto asfáltico del camino a la comunidad Cazuelas (Subtramo Calle Ayuntamiento de la Colonia Emiliano Zapata a la localidad Vicente Guerrero Km 0 + 000 al Km 2 + 920).
Guanajuato	Municipio de Salamanca	11,000,000	Pavimentación de concreto hidráulico de las calles Poza Rica y Tierra Blanca de la Colonia Petrolera.
Hidalgo	Gobierno del Estado	12,234,213	Rehabilitación de Carretera Palmillas, Árbol Grande y Tehñe Municipio de Mixquiahuala y la Calle Liberación Nacional, en el Municipio de Tula, Hidalgo.
Nuevo León	Gobierno del Estado	20,000,000	Apoyar la rehabilitación de la carretera China-Límite de los estados de Nuevo León y Tamaulipas (China-Méndez), en el Municipio de China, Nuevo León.
Nuevo León	Municipio de Cadereyta Jiménez	7,800,000	Apoyar la construcción de anillo intermedio entre Boulevard José Ma. González y calle Prol. Morelos, entre las colonias Alberos y Col. INFONAVIT Arboledas.
Oaxaca	Gobierno del Estado	28,033,309	Apoyar la ejecución de obras de conservación de infraestructura, proyectos productivos, equipamiento urbano y rural, así como acciones que fomenten y contribuyan al desarrollo económico de Oaxaca.
Oaxaca	Municipio de Salina Cruz	10,000,000	Pavimentación con concreto hidráulico de la avenida Oleoducto, Tramo E.C. Cuatro Carriles-Calzada a la Refinería, primera etapa.
Puebla	Municipio de San Martín Texmelucan	20,000,000	Ampliación a cuatro carriles del "Puente Rojo" y construcción de puentes peatonales en las principales avenidas del municipio.
Sinaloa	Gobierno del Estado	5,000,000	Apoyar la adquisición de combustibles que se aplicarán en los programas agrícolas para la recuperación del sector en el contexto de la contingencia climatológica ocurrida en Sinaloa.

Fuente: Dirección Corporativa de Administración.

Conforme a la normatividad vigente, se realizan acciones para garantizar que los donatarios utilicen los apoyos sociales otorgados en los fines autorizados, a través de la suscripción de contratos de donación, en donde se establece, entre otras obligaciones, la de aplicar los apoyos sociales otorgados en un tiempo determinado, así como la de enviar los informes correspondientes.

Con los recursos autorizados, se impulsan proyectos y acciones que contribuyen a generar un entorno armónico en los lugares en donde se asientan las instalaciones de la empresa y a facilitar su operación.

ADICIONALMENTE, EL CONSEJO DE ADMINISTRACIÓN DE PEMEX, CON ACUERDO CA-130/2011 DE FECHA 2 DE DICIEMBRE DE 2011, APROBÓ LOS "CRITERIOS Y LINEAMIENTOS EN MATERIA DE DONATIVOS Y DONACIONES DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS". SE ESTÁ EN PROCESO DE ACTUALIZACIÓN DE LOS MANUALES DE ORGANIZACIÓN Y DE PROCEDIMIENTOS, QUE COADYUVEN A FORTALECER LOS MECANISMOS DE CONTROL INTERNO EN ESTE PROCESO.

13. TRANSPARENCIA, RENDICIÓN DE CUENTAS Y MEJORA DE LA GESTIÓN

Petróleos Mexicanos participa e informa de todas las acciones que realiza dentro de los programas que el Gobierno Federal ha implantado para hacer más transparente la gestión pública. Con el cumplimiento de la normatividad se avanza en la rendición de cuentas, en el fortalecimiento de la credibilidad y la confianza interna y externa, y se garantiza a los ciudadanos el libre acceso a la información que se genera en las dependencias y entidades públicas.

LEY FEDERAL DE TRANSPARENCIA Y ACCESO A LA INFORMACIÓN PÚBLICA GUBERNAMENTAL (LFTAIPG)

En el periodo del 1 de enero al 31 de diciembre de 2011, Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios recibieron 3,907 solicitudes de información formuladas al amparo de la LFTAIPG, con una disminución de 16.8% en el número de solicitudes respecto a 2010 cuando fueron 4,562. Al 31 de diciembre de 2011, se dio respuesta a 3,696 solicitudes, dentro del periodo, quedando al cierre de 211 solicitudes en proceso de trámite en concordancia con los plazos establecidos por la propia Ley.

ATENCIÓN A SOLICITUDES DE INFORMACIÓN AL AMPARO DE LA LFTAIPG, 2011

ENTIDAD	TOTAL RECIBIDAS	TOTAL ATENDIDAS ^{1/}	% ATENDIDAS EN TIEMPO ^{2/}	EN PROCESO ^{3/}
TOTAL	3,907	3,696	100.0	211
Petróleos Mexicanos	1,513	1,430	100.0	83
Pemex-Exploración y Producción	1,108	1,045	100.0	63
Pemex-Refinación	818	765	100.0	53
Pemex-Gas y Petroquímica Básica	299	290	100.0	9
Pemex-Petroquímica	169	166	100.0	3

1/ Incluye las recibidas en 2011 y con respuesta en 2011.

2/ Por ciento de solicitudes recibidas en 2011, con respuesta en 2011 dentro de los plazos previstos por la LFTAIPG.

3/ Solicitudes recibidas en 2011, en proceso dentro de los plazos previstos por la LFTAIPG al 31 de diciembre de 2011.

Fuente: Dirección Corporativa de Administración.

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.

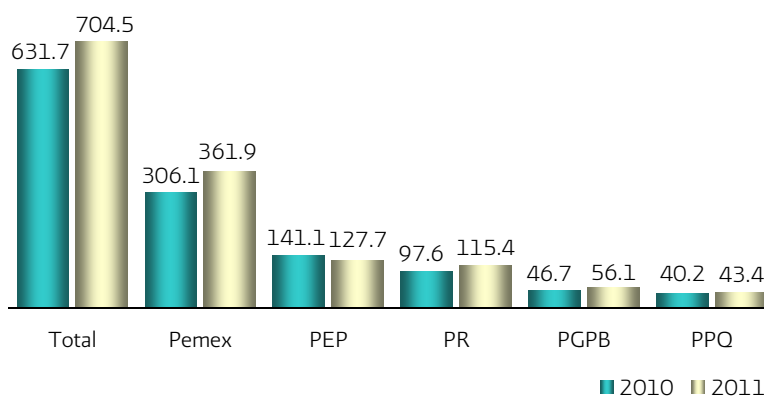
Al cierre de 2011, se encuentran sujetas a cambios las fracciones I. Estructura Orgánica, II. Facultades y III. Directorio de los Servidores Públicos, debido a los procesos de reestructura de Petróleos Mexicanos, Pemex-Exploración y Producción, y de Pemex-Gas y Petroquímica Básica.

Durante 2011 se formularon 704,486 consultas por parte de la sociedad al POT de Petróleos Mexicanos (Corporativo) y de los organismos subsidiarios en su conjunto. Respecto al año 2010 año en que se registraron 631,715 consultas se tuvo un incremento de 11.5%.

CONSULTAS AL PORTAL DE OBLIGACIONES DE TRANSPARENCIA

ENTIDAD	2010	2011	VARIACIÓN%
TOTAL	631,715	704,486	11.5
Petróleos Mexicanos	306,121	361,876	18.2
Pemex-Exploración y Producción	141,089	127,684	-9.5
Pemex-Refinación	97,603	115,411	18.2
Pemex-Gas y Petroquímica Básica	46,694	56,104	20.2
Pemex-Petroquímica	40,208	43,411	8.0

Fuente: Dirección Corporativa de Administración.

**CONSULTAS AL PORTAL DE OBLIGACIONES DE TRANSPARENCIA
(miles)**


Fuente: Dirección Corporativa de Administración.

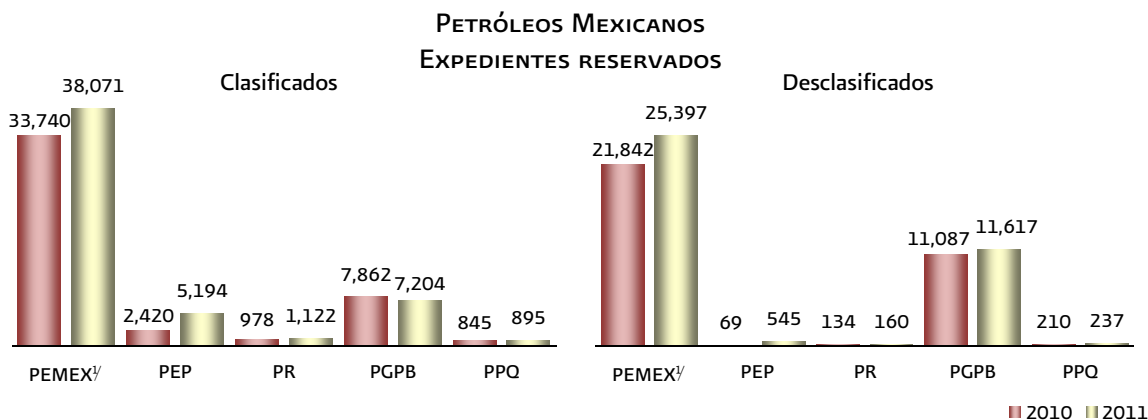
ÍNDICE DE EXPEDIENTES RESERVADOS

Con relación al Índice de Expedientes Reservados, se actualizó la información correspondiente al segundo semestre de 2010 y al primer semestre de 2011 en los meses de enero y julio respectivamente. Al cierre de 2011 se contaba con 52,486 expedientes reservados (Corporativo y organismos subsidiarios) y, 37,956 expedientes desclasificados (acumulados), lo anterior como resultado de la revisión de la totalidad de expedientes de cada entidad.

EXPEDIENTES RESERVADOS 2011

ENTIDAD	CLASIFICADOS	DESCLASIFICADOS
TOTAL	52,486	37,956
Petróleos Mexicanos	38,071	25,397
Pemex-Exploración y Producción	5,194	545
Pemex-Refinación	1,122	160
Pemex-Gas y Petroquímica Básica	7,204	11,617
Pemex-Petroquímica	895	237

Fuente: Dirección Corporativa de Administración.



Fuente: Dirección Corporativa de Administración.

SISTEMA PERSONA

Durante 2011, la Industria Petrolera dio cumplimiento a lo establecido por la Ley, Reglamento y Lineamientos, con respecto a las actualizaciones semestrales que se realizan durante los meses de marzo y septiembre de 2011 al Sistema Persona, el cual contiene el listado de sistemas de datos personales que la industria petrolera administra. En el año se incrementaron de 19 a 20 los sistemas de datos personales.

SISTEMA PERSONA 2011

ENTIDAD	Número de sistemas
TOTAL	20
Petróleos Mexicanos	17
Pemex-Refinación	1
Pemex-Gas y Petroquímica Básica	2

Fuente: Dirección Corporativa de Administración.

INSTITUTO FEDERAL DE ACCESO A LA INFORMACIÓN Y PROTECCIÓN DE DATOS

Conforme a lo previsto en el artículo 29, fracción VII de la LFTAIPG, en enero y julio de 2011 se cumplió con el envío, en tiempo y forma, del reporte sobre resultados de la aplicación de la Ley, solicitado por el Instituto Federal de Acceso a la Información y Protección de Datos (IFAI) a los Comités de Información para que el IFAI informe al H. Congreso de la Unión, como lo establece el artículo 39 de la Ley para el Instituto.

MANUAL ADMINISTRATIVO DE APLICACIÓN GENERAL EN MATERIA DE TRANSPARENCIA

De conformidad con las "Consideraciones para la Publicación de Información" emitidas por la Secretaría de la Función Pública, derivado de la publicación en el DOF el 12 de julio de 2011, de la reforma del "ACUERDO por el que se emiten las Disposiciones Generales para la Transparencia y los Archivos de la Administración Pública Federal y el Manual Administrativo de Aplicación General en las materias de Transparencia y Archivos", se dio cumplimiento a la

publicación de información del Comité de Información, y a la publicación de información “Socialmente Útil o Focalizada”.

COMITÉ DE INFORMACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS

Las actividades de los Comités de Información del 1 de enero al 31 de diciembre de 2011 fueron las siguientes:

ACTIVIDADES DE LOS COMITÉS DE INFORMACIÓN, 2011

ENTIDAD	SESIONES ORDINARIAS	SESIONES EXTRA-ORDINARIAS	ASUNTOS ATENDIDOS	RESOLUCIONES EMITIDAS ^{1/}	RECURSOS DE REVISIÓN ATENDIDOS
TOTAL	94	33	933	642	154
Petróleos Mexicanos	48	2	324	324	70
Pemex-Exploración y Producción	^{2/}	^{2/}	223	118	33
Pemex-Refinación ^{3/}	13	1	154	95	40
Pemex-Gas y Petroquímica Básica	22	10	157	92	9
Pemex-Petroquímica	11	20	75	13	2

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.

Conforme lo establece el artículo 30 de la LFTAIPG, los Comités de Información están integrados por: un servidor público designado por el Titular de cada Entidad, el Titular de la Unidad de Enlace, y el Titular del Órgano Interno de Control de cada Entidad, el Secretario y otros servidores públicos necesarios para el apoyo al desarrollo de las funciones del Comité con voz pero sin voto (Art. 57 del Reglamento de la LFTAIPG).

Como se desprende del artículo 29 de la LFTAIPG, el objetivo de los Comités de Información es coordinar y supervisar acciones tendientes a proporcionar información solicitada al amparo de la LFTAIPG, confirmar, modificar o revocar la clasificación de la información formulada por las unidades administrativas y establecer criterios específicos de clasificación y de organización de archivos en la entidad (conforme lineamientos emitidos por el IFAI y el Archivo General de la Nación), así como promover una mayor eficiencia en la gestión de solicitudes.

ARCHIVÍSTICA Y DIGITALIZACIÓN

En cuanto a la organización, conservación y custodia de los archivos de Petróleos Mexicanos:

Se actualizó y publicó trimestralmente, en el portal Institucional de Petróleos Mexicanos, la Guía Simple de Archivos, con información por Direcciones Corporativas y de la Dirección General, incluyendo la descripción básica de las series documentales, indicando sus características fundamentales y sus datos generales, de los responsables, las clasificaciones archivísticas y destino final de 20,765 Expedientes en Archivo de Trámite.

Se entregó al Archivo General de la Nación el Catálogo de Disposición Documental de Petróleos Mexicanos actualizado, en soporte electrónico.

Se estableció y aplicó el Programa de Capacitación y Asesoría Archivística en el Corporativo durante 2011, induciendo a un total de 84 servidores públicos, los cuales forman parte de la Red de Enlaces y Responsables de Archivo de Trámite.

Concluyó el cotejo físico y electrónico relativo a 49 procedimientos de transferencias primarias hacia el Archivo de Concentración de Petróleos Mexicanos, que integra 12,987 expedientes, cuya vigencia operativa en el archivo de trámite concluyó, y que fueron cerrados documentalmente (ordenados, expurgados, foliados, digitalizados e indexados hacia el Módulo de Archivo de la Solución Tecnológica Documental).

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

Conforme a los lineamientos y temas establecidos por la Secretaría Ejecutiva de la Comisión Intersecretarial para la Transparencia y el Combate a la Corrupción (SECITCC), 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, continuaron trabajando en forma coordinada, en la atención de los siguientes temas:

- **TRANSPARENCIA FOCALIZADA.** Se publicó en los portales institucionales de Internet el contenido de los apartados de transparencia focalizada y normatividad en materia de transparencia, con la intervención de las Unidades de Enlace de la industria petrolera, incluido el apartado denominado Comité de Información en el que Petróleos Mexicanos, organismos subsidiarios, el Instituto Mexicano del Petróleo y empresas filiales publican sus criterios, acuerdos y resoluciones. En el portal institucional de Internet, se actualizó, mejoró y publicó la información relativa a donativos y donaciones (Petróleos Mexicanos); Franquicia Pemex (Pemex-Refinación); productos petroquímicos (Pemex-Petroquímica); e investigación y postgrados en el Instituto Mexicano del Petróleo.
- **PARTICIPACIÓN CIUDADANA.** Los mecanismos de participación ciudadana establecidos en la industria petrolera, que operan desde hace varios años, buscan generar sinergias y puentes de comunicación, con el sector empresarial y en general con la ciudadanía, y se materializan en la figura de las comisiones sectoriales de las Macrofunciones de Adquisiciones y, de Obra Pública, en las cuales participan diferentes cámaras y asociaciones empresariales; así como representantes del Corporativo, organismos subsidiarios, empresas filiales y del Instituto Mexicano del Petróleo.

Mediante estos mecanismos se atiende este tema, y la información está publicada en el portal institucional de Internet, en el apartado de Transparencia, sección Programa de Rendición de Cuentas, Transparencia y Combate a la Corrupción.

Se participó en el Ejercicio de Rendición de Cuentas a la Sociedad impulsado por la Secretaría de la Función Pública. Se difundió, en los portales institucionales y vía correo

electrónico, la invitación a diversos actores sociales para participar en la consulta pública, la cual indicó 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.

- **MEJORA DE SITIOS WEB.** Se realizaron las acciones para cumplir con los requerimientos establecidos por el Sistema de Internet de la Presidencia (SIP), correspondientes a los reactivos evaluados por esa instancia en noviembre de 2011 (arquitectura de la información, imagen institucional, accesibilidad, tecnología, calidad en el servicio, calidad de contenidos y encuesta de satisfacción). En 2011, las acciones de mejora de los sitios Web, consideraron de manera especial los reactivos relacionados a la accesibilidad, las redes sociales y los dispositivos móviles.
- **SEGUIMIENTO A LÍNEAS DE ACCIÓN DE PROGRAMAS SECTORIALES.** Se actualizó semestralmente el formato implantado por la Secretaría de la Función Pública, con información aportada por Pemex-Refinación, sobre el indicador de porcentaje de cumplimiento de las acciones de vigilancia, supervisión y coordinación interinstitucional de combate al mercado ilícito de combustible. El formato se publica en el portal institucional de internet en la Sección Transparencia, en el apartado denominado normatividad en materia de transparencia.
- **CULTURA INSTITUCIONAL, No DISCRIMINACIÓN Y EQUIDAD DE GÉNERO.** En enero de 2011, se reportaron, en el sistema informático del Instituto Nacional de las Mujeres (INMUJERES), los avances alcanzados al segundo semestre de 2010 en la atención de los compromisos establecidos en el Plan de Acción de la Industria Petrolera. En el primer trimestre, se recibió y difundió a nivel interno la Guía emitida por INMUJERES, destaca que el tema no se ratificó en el PNRCTCC 2011 y que permanecen las acciones internas establecidas para su desarrollo.
- **REZAGO EDUCATIVO.** Se exhortó a todo el personal de la industria petrolera que no tuviera concluida su educación básica, a participar en el Programa de Superación Académica.

A través de medios de comunicación internos y del portal institucional de internet se invitó a todo el personal interesado a participar en la Primera Jornada Nacional para la Incorporación, Acreditación y Certificación 2011, impulsada por el Instituto Nacional para la Educación de los Adultos (INEA) (este tema ya no se ratificó como parte del PNRCTCC para 2011, pero continúan las acciones internas al respecto).

- **BLINDAJE ELECTORAL.** Se mantuvieron operando los lineamientos generados en 2010 por la Secretaría de la Función Pública (que abarcaron los primeros meses de 2011); así como por la Fiscalía Especializada para la Atención de Delitos Electorales (FEPADE), así como la estrategia en la industria, referente a la capacitación y sensibilización; difusión de

información; prevención y rendición de cuentas, en las Entidades con procesos electorales en 2011.

Se llevó a cabo el Video Foro de Blindaje Electoral, con la participación del Fiscal Especial para la Atención de Delitos Electorales (este tema ya no se ratificó como parte del PNRCTCC para 2011; sin embargo, debido a su importancia, y compromiso de Pemex con la FEPADE se le dio continuidad).

ADMINISTRACIÓN PATRIMONIAL

Con relación a los avances en la implementación de la Reforma Energética, respecto al cumplimiento de las disposiciones establecidas en el artículo décimo primero transitorio del Reglamento de la Ley de Pemex, relativas a la elaboración de las bases y lineamientos para el manejo y administración de los bienes muebles e inmuebles afectos al desarrollo de las actividades de los Organismos Subsidiarios, en el marco de la Ley General de Bienes Nacionales (artículo 68 del Reglamento de la Ley de Pemex), se informa lo siguiente:

El Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos, en su sesión ordinaria celebrada el pasado 14 de diciembre de 2010, estableció la normativa denominada "Normas, Bases, Lineamientos y Procedimientos para la Administración del Patrimonio de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios" con lo que se da por atendido lo señalado por el artículo 19, fracciones XVII y XIX de la propia Ley de Petróleos Mexicanos y por el artículo 68 de su Reglamento.

El 14 de septiembre de 2011, el Director Corporativo de Administración autorizó los Lineamientos Generales para la Administración de los Bienes Inmuebles de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios y los Lineamientos Generales para la Administración de los Bienes Muebles de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios. La emisión de dicha normativa se hizo en cumplimiento al artículo Segundo Transitorio de las Normas, Bases, lineamientos y Procedimientos para la administración del Patrimonio de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios, autorizadas mediante acuerdo CA-140/2010, el 14 de diciembre de 2010, del Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos.

En el marco del Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos, se trabajó en una estrategia para implantar un programa de desincorporación de activos, con los avances siguientes:

VENTA DE BIENES MUEBLES E INMUEBLES ENERO-DICIEMBRE, 2011 (millones de pesos)

CONCEPTO	PROYECCIÓN DE VENTAS	VENTAS NETAS	%
Bienes muebles	601.51	315.24	52.4
Bienes inmuebles	10.35	0.222	2.0

Fuente: Dirección Corporativa de Administración.

BIENES MUEBLES En 2011 se vendieron cinco buquetanques; 43,823 toneladas de desechos ferrosos y no ferrosos; 1,153 unidades vehiculares, incluidos 1.2 millones de unidades de bienes diversos y equipos de carga y de construcción, operaciones que permitieron limpiar patios y obtener ahorros en gastos de administración y mantenimiento.

La variación en los resultados de los bienes muebles se debe a que no se generaron 18 mil toneladas de desechos, que no estuvieron disponibles tres buquetanques para enajenar y siete plantas para desmantelar.

BIENES INMUEBLES. La variación en los resultados previstos corresponde a que la actividad inmobiliaria en las zonas de Tabasco, Chiapas y Veracruz ha sido limitada, debido entre otras situaciones a contingencias climáticas observadas por los potenciales interesados así como al hecho de que varias de las propiedades son inmuebles alejados del centro de población, construidos para proyectos industriales que fueron cancelados sin posibilidad de servicios.

AVANCE EN LAS ACCIONES DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS, PARA IMPLEMENTAR EL PROGRAMA NACIONAL DE REDUCCIÓN DEL GASTO PÚBLICO Y DE RACIONALIDAD, AUSTERIDAD Y DISCIPLINA PRESUPUESTAL 2011

De acuerdo a lo dispuesto por la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria y en el Decreto de Presupuesto de Egresos de la Federación, Petróleos Mexicanos realizó diversas acciones tendientes a la implantación del Programa Nacional de Reducción del Gasto Público y de racionalidad, austeridad y disciplina presupuestaria, así como para dar cumplimiento al Convenio de Desempeño.

ACCIONES CUANTITATIVAS:

- **SERVICIOS PERSONALES.** Al cierre del ejercicio 2011 el ahorro en el gasto de servicios personales se ubicó en 148.6 millones de pesos, a través de la reducción de 1.5% en plazas de mandos superiores y de 2.5% en plazas de oficialía mayor o equivalentes. Asimismo, se informa que no se superó el presupuesto asignado para el rubro de Servicios Personales. Avance 100%.
- **GASTO ADMINISTRATIVO Y DE APOYO.** El Convenio de Desempeño para 2011 contemplaba un compromiso de ahorro de 934.7 millones de pesos en este rubro, este ahorro fue reportado en el cuarto trimestre y se documentó mediante las adecuaciones presupuestales tercera y cuarta realizadas en 2011. Avance 100%.

ACCIONES CUALITATIVAS:

(Los porcentajes de avance acumulado al cuarto trimestre, respecto de la meta anual establecida)

- **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, 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 nivel de la 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.
- Se mantuvieron 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%.
 - Petróleos Mexicanos formalizó 50 contratos de arrendamiento 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 al cierre de 2011 fue 315.24 miles de pesos. Avance 52.4%.
- **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 y se integró el Proyecto de Programa de Agregación de Demanda 2011. 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%.

PROGRAMA DE MEJORA DE LA GESTIÓN (PMG)

ANTECEDENTES

Desde 2003, Petróleos Mexicanos y los organismos subsidiarios iniciaron un esfuerzo interno para transitar de un esquema de administración con un enfoque funcional, a uno de procesos; que permita obtener mayor valor y optimizar recursos, a través de aprovechar economías de escala y las mejores prácticas de los distintos organismos subsidiarios.

A partir de la implantación del Programa de Mejora de la Gestión (PMG) en 2008, se determinó atender los requerimientos de este programa, con los esfuerzos del Sistema de Gestión por Procesos (SGP). El Director General de Petróleos Mexicanos designó a la Dirección Corporativa de Operaciones (DCO), como Responsable del PMG en la empresa, y a la Subdirección de Procesos de Negocio e Infraestructura Tecnológica (SPNIT) como Enlace Operativo.

Se solicitó a las entonces comisiones asesoras identificar proyectos de mejora susceptibles de incorporarse en el PMG, por lo cual las iniciativas y proyectos registrados en el PMG en la actualidad, son responsabilidad de los Cuerpos de Gobierno para la mejora de los procesos respectivos.

Es una prioridad que los proyectos, procesos o temas que se consideran susceptibles de inscribir al PMG, sean de alta relevancia para la mejora de la cadena de valor, soporte y dirección del negocio; por lo que un programa como el PMG, permite impulsar la mejora y transparentar los esfuerzos de Petróleos Mexicanos en este sentido. Los proyectos que se encuentran en etapa inicial o de planeación, se registran en el PMG como iniciativas, y de éstas, las que son factibles de ejecutarse y evolucionan positivamente, se autorizan como Proyectos.

Con la evolución de la empresa hacia un modelo de administración por procesos, se atienden las oportunidades de estandarización y, se abre la posibilidad de un ciclo de mejora continua para los procesos de negocio de Petróleos Mexicanos. La gestión por procesos facilita también la obtención de resultados alineados a los objetivos de la empresa y a las prioridades estratégicas

establecidas por el Grupo Directivo. Todo esto bajo el más estricto respeto a la autonomía de gestión de los Organismos Subsidiarios.

A partir de 2010 se transfirió la administración del PMG de la DCO a la Dirección Corporativa de Tecnología de Información y Procesos de Negocio, con motivo de la creación de esta última dirección.

El 5 de diciembre de 2011 se informó a la Secretaría de la Función Pública (SFP) que la administración del PMG pasó a ser responsabilidad de la Dirección Corporativa de Administración (DCA), a través de la Coordinación de Programas Gubernamentales y Consolidación Estratégica (CPGCE), la cual tiene las atribuciones necesarias para dar seguimiento a programas gubernamentales, como el PMG, e informar a la SFP de los avances y actualizaciones que se presenten. En esta materia, los proyectos de mejora que se incorporen al PMG son responsabilidad de los Cuerpos de Gobierno, así como de las áreas que implantan los proyectos y les dan seguimiento.

EVOLUCIÓN DEL PMG

Petróleos Mexicanos atiende las disposiciones del PMG a partir de la publicación del decreto publicado en el Diario Oficial de la Federación el 10 de septiembre de 2008, por el que se aprueba el PMG en la Administración Pública Federal para el periodo de 2008-2012.

En el PMG destaca su enfoque, totalmente orientado a proyectos de mejora. El PMG busca el registro de proyectos, procesos o temas que contribuyan de manera directa a mejorar los procesos internos y las relaciones con los ciudadanos, clientes y proveedores. Los proyectos de mejora deben clasificarse en una categoría establecida, de acuerdo a sus características, alcances de los programas de trabajo estructurados por etapas predefinidas y, a una relación de indicadores asociados a los objetivos del PMG.

Desde el inicio del PMG, se detectó una estrecha relación con el esquema de operación del Sistema de Gestión por Procesos en Petróleos Mexicanos, debido a que ambos tienen objetivos similares; de tal forma que se determinó que los requerimientos del PMG se atiendan a través de los esquemas de gobierno y de los mecanismos establecidos para el Modelo de Administración por Procesos del SGP, así se garantiza que los proyectos registrados en el PMG, tengan una perspectiva integral y una orientación de mejora de procesos.

A partir de las nuevas disposiciones que la SFP emitió en 2011 para el cumplimiento del PMG, se solicitó a cada proceso que integra el Catálogo Institucional de Procesos (Upstream, Downstream, Comercialización, entre otros), la propuesta de al menos una iniciativa para ser registrada en el PMG; en paralelo al diagnóstico que realizó en su momento el Órgano Interno de Control. El 30 de enero de 2011 Petróleos Mexicanos cumplió ante la SFP con el registro de proyectos e iniciativas en el Sistema de Administración del Programa de Mejora de la Gestión (SAPMG).

PMG 2011

Durante 2011 la Dirección General de Petróleos Mexicanos seleccionó los proyectos que debían registrarse en el SAPMG, de entre las iniciativas de proyectos propuestos en el Catálogo Institucional de Procesos, con base en la madurez de los proyectos. En este proceso, se mantienen como iniciativas, las propuestas que deban continuar su planeación y evaluación de factibilidad, de tal forma que sean completadas antes de considerarse como proyectos. Toda la evidencia documental correspondiente quedó debidamente registrada en el SAPMG y puesta a disposición de la SFP.

- Pasaron de iniciativa a proyecto el Sistema de Administración Patrimonial (SIAP) y el Sistema de Gestión por Procesos (Finanzas), este último denominado antes Centralización de Ingresos.
- El 29 de Julio de 2011, se concluyó el proyecto de Auditorías Integrales de Seguridad, Salud y Protección Ambiental (SSPA) en su fase 3 denominada: Seguimiento y su fase 4 denominada: Cierre.

Cada trimestre se tiene la obligación de preparar un informe para ser integrado en el Convenio de Desempeño, donde se describe el estado que guarda el PMG a la fecha de corte. Al cierre del ejercicio 2011, Petróleos Mexicanos y organismos subsidiarios presentan ocho proyectos y cuatro iniciativas en el SAPMG.

PROYECTOS DEL PROGRAMA DE MEJORA DE LA GESTIÓN

PROCESO	NOMBRE DEL PROYECTO
Dirección de Negocio	Establecer las bases para la Planeación Estratégica en PEMEX
	Sistema Institucional de Desarrollo de Proyectos – Segunda Etapa
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

INICIATIVAS DEL PROGRAMA DE MEJORA DE LA GESTIÓN

PROCESO	NOMBRE DE LA INICIATIVA
Upstream	Gestión del Proceso de Negocio de Exploración y Producción
Downstream	Cadena de Valor de Refinados, Gas y Petroquímicos Básicos y no Básicos
Administración de Activos Financieros	Solución tecnológica del Modelo Negocios para SUM y PI
Administración de Activos Tecnológicos	Administración del Conocimiento Tecnológico, Fase 1 Desarrollo de las bases conceptuales del sistema

NOTAS TEMÁTICAS

1. ESTRATEGIA EXPLORATORIA PARA AGUAS PROFUNDAS

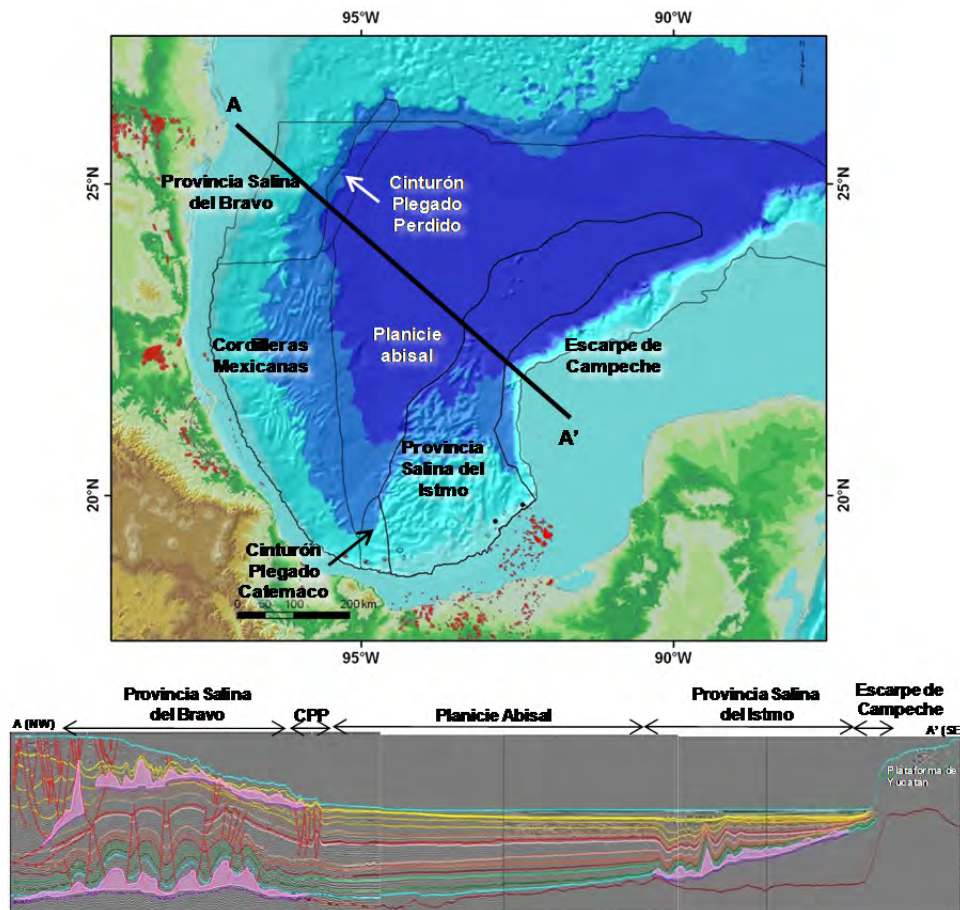
ANTECEDENTES

El Golfo de México Profundo constituye una de las seis provincias petroleras productoras y/o con reservas de México. En la distribución de los recursos prospectivos, se aprecia que sobresale por contener el 58% del total del país. Por lo que su exploración tiene una importancia estratégica ya que se espera que contribuya significativamente a la incorporación de reservas y al mantenimiento de la producción en el mediano y largo plazo.

El término aguas profundas se aplica a las porciones marinas ubicadas en tirantes de agua mayores a 500 metros, con una superficie de aproximadamente 484 mil kilómetros cuadrados, la región de aguas profundas del Golfo de México incluye el talud continental y la planicie abisal con un 58% de esta superficie, en tirantes de agua mayores a los 3 mil metros.

La exploración del Golfo de México Profundo inició a principios de los noventa, sin embargo, es a partir de 2002 cuando se inicia de manera sistemática con el fin de evaluar su potencial petrolero. Con base en sus características geológicas, se ha subdividido en siete provincias geológicas, cinco de las cuales presentan mayores probabilidades de contener acumulaciones comerciales de hidrocarburos.

PROVINCIAS GEOLÓGICAS DE LA PARTE MEXICANA PROFUNDA DEL GOLFO DE MÉXICO. LA SECCIÓN MUESTRA EL ESTILO ESTRUCTURAL EN ALGUNAS DE LAS PROVINCIAS.



CARACTERÍSTICAS GEOLÓGICAS DE LAS CINCO PROVINCIAS PROSPECTIVAS DEL GOLFO DE MÉXICO PROFUNDO.

Provincia	Características geológicas	Objetivos petroleros
Salina del Bravo	Se caracteriza por la presencia de almohadas, toldos (<i>canopies</i>) y diapiros, evacuados desde el poniente. En la parte occidental se presenta una franja con arcilla paleógeno a manera de diapiros. Tirantes de agua de 500 a 2,500 metros.	Acumulaciones de aceite y gas en trampas estratigráficas y combinadas, asociadas a la tectónica salina, subsalinas y suprasalinas, en estructuras de edad terciaria y mesozoica.
Cinturón Plegado Perdido	Grandes pliegues compresivos alargados, en ocasiones nucleados por sal, formados durante el Oligoceno tardío y el Mioceno, que afectan a rocas siliciclásticas del Paleógeno y Mesozoico. Tirantes de agua de 2,000 a 3,500 metros. Descubrimientos en la porción estadounidense de la provincia.	Acumulaciones de aceite y gas en areniscas turbidíticas terciarias y rocas mesozoicas que conforman trampas estructurales y combinadas asociadas a los anticlinales.
Cordilleras Mexicanas	Sistema de pliegues alargados de orientación norte sur y noroeste-sureste de gran longitud formados del Mioceno al Reciente y que afectan a rocas del Eoceno al Reciente. Por debajo del Eoceno se presentan depósitos del Eoceno temprano, Paleoceno y Mesozoico que se acuñan hacia la plataforma continental. Tirantes de agua de 500 a 3,000 metros.	Acumulaciones de gas en areniscas turbidíticas del Oligoceno al Plioceno en trampas estructurales y combinadas y en areniscas del Paleógeno y carbonatos del Mesozoico en trampas estratigráficas y combinadas.
Cinturón Plegado Catemaco	Sistema de pliegues compresivos de orientación noreste-suroeste formados durante el Mioceno y Plioceno que afecta a rocas del Paleógeno y Neógeno.	Acumulaciones de gas en areniscas turbidíticas de edad terciaria en trampas estructurales y combinadas.
Salina del Istmo (porción de aguas profundas)	Corresponde a la extensión hacia aguas profundas de la Provincia Salina del Istmo. Se caracteriza por la presencia de sal en forma de diapiros, capas interestratificadas y toldos (<i>canopies</i>). Tirantes de agua de 500 a 3,500 metros.	Acumulaciones de gas, aceite ligero y pesado en areniscas turbidíticas terciarias y calizas fracturadas mesozoicas, asociadas a trampas estructurales y combinadas producidas por tectónica salina.

ESTRATEGIA EXPLORATORIA 2008-2012

En el 2003 inició la perforación del primer pozo en México en tirantes mayores a 500 metros. El pozo Chucktah-201, perforado en un tirante de agua de 512 metros, se terminó en abril de 2004 resultando improductivo seco. En noviembre del mismo año se terminó el pozo Nab-1 que resultó productor de aceite pesado en brechas del Cretácico Superior. De 2006 a 2007 se terminaron los pozos Noxal-1, Lakach-1 y Lalail-1, los cuales resultaron productores de gas. Sobresale el campo Lakach que incorporó originalmente 1.3 millones de millones de pies cúbicos de gas no asociado.

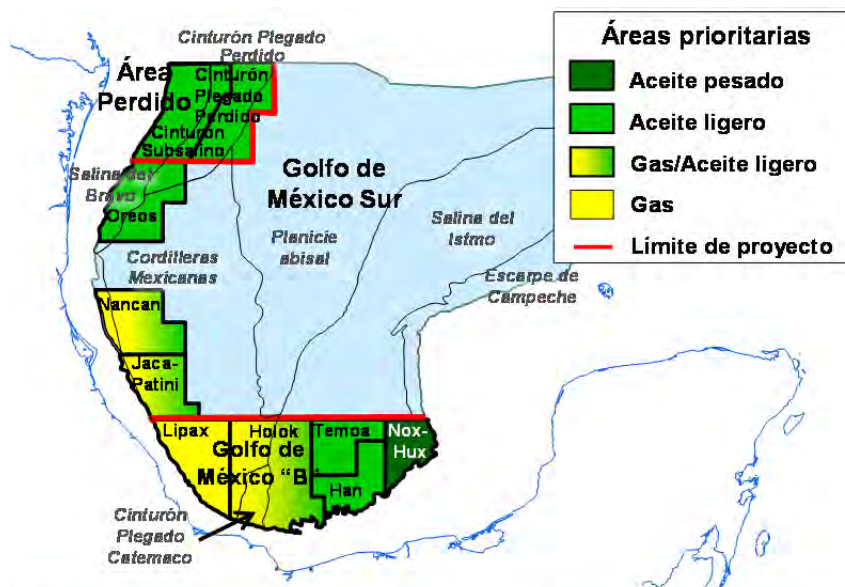
De esos 5 pozos, cuatro resultaron productores y se incorporaron 521 millones de barriles de petróleo crudo equivalente de reservas 3P, de los cuales 33 millones corresponden a aceite pesado y el resto a yacimientos de gas no asociado. El porcentaje de éxito exploratorio comercial en el período fue 80%.

La estrategia exploratoria que se ha seguido en los últimos cinco años tuvo como base el Programa Estratégico de Pemex-Exploración y Producción 2007-2015.

En el periodo 2008-2012, para cumplir con los objetivos del Programa Estratégico de Pemex-Exploración y Producción y apoyar la iniciativa de Intensificar la actividad exploratoria en el Golfo de México Profundo, la estrategia exploratoria planteada, consideró acelerar la evaluación del potencial con el fin de dar mayor certidumbre a los recursos prospectivos petroleros y

enfocar las inversiones a las áreas prioritarias, privilegiando aquellas propensas a contener hidrocarburos líquidos.

PROYECTOS DE INVERSIÓN DE AGUAS PROFUNDAS Y ÁREAS PRIORITARIAS.



Proyectos	km ²	Áreas	Áreas Prioritarias	Superficie km ²
Área Perdido	26,812	2	2	26,812
Golfo de México Sur	396,445	12	3	34,585
Golfo de México B	60,815	5	5	60,988
	484,072	19	10	122,457

Para ello se plantearon las siguientes metas:

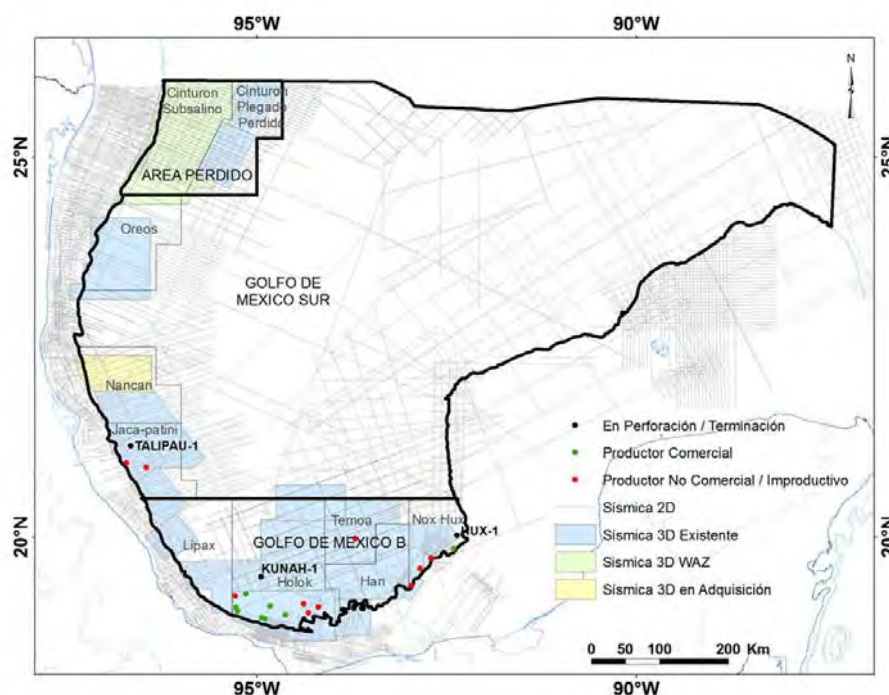
- Adquisición del orden de 60 mil kilómetros cuadrados de sísmica 3D.
- Perforación de 28 pozos exploratorios, con 4 equipos de perforación a partir de 2010.
- Incorporar del orden de 2 mil 240 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.
- Inversión exploratoria del orden de 45 mil millones de pesos.

AVANCE Y RESULTADOS 2008-2011

Con el fin de mejorar el entendimiento geológico-petrolero en las áreas afectadas por tectónica salina en las provincias Salina del Bravo y Salina del Istmo se adquirieron más de 15 mil kilómetros lineales de sísmica bidimensional. Para asegurar y acelerar la adquisición sísmica tridimensional en áreas prioritarias, se contrató en 2009 por un período de cinco años un barco dedicado.

Considerando la totalidad de los datos sísmicos adquiridos a la fecha en el Golfo de México Profundo se cuenta con un total de más 100 mil kilómetros de sísmica bidimensional y 110 mil 977 kilómetros cuadrados de sísmica tridimensional, lo que ha permitido tener una cobertura de sísmica 3D del orden del 80% de las áreas prioritarias.

INFORMACIÓN SÍSMICA Y POZOS EXISTENTES EN EL GOLFO DE MÉXICO PROFUNDO.



La implementación en la adquisición y procesado sísmico de las mejores prácticas y tecnologías ha permitido dar mayor certidumbre a los recursos prospectivos asociados a aguas profundas, fortalecer la cartera de oportunidades y localizaciones exploratorias y así obtener una ventaja competitiva.

MODELOS GEOLÓGICOS/GEOFÍSICOS PREDICTIVOS

Las actividades de exploración en aguas profundas se han enfocado a mejorar el entendimiento de los elementos del sistema petrolero, dar mayor certidumbre a la estimación de su potencial y a fortalecer la cartera de oportunidades y localizaciones exploratorias.

La sísmica bidimensional de *offset* largo adquirida en las provincias Salina del Bravo y Salina del Istmo sirvieron de base para establecer los patrones de deformación presentes, su relación con los diferentes elementos del sistema petrolero y su prospectividad.

PERFORACIÓN EXPLORATORIA Y RESERVAS INCORPORADAS

Los modelos geológicos regionales han servido de marco para estudios de mayor detalle, en los que se identifican y documentan oportunidades y localizaciones exploratorias y mediante la

perforación de estas localizaciones y el análisis de sus resultados se confirma o se ajusta la estimación del potencial de la cuenca.

Con el fin de asegurar la disponibilidad de equipos de perforación de última generación que permitieran realizar las actividades de perforación y terminación de pozos en aguas profundas en condiciones operativas y de seguridad óptimas, se realizó la contratación multianual de cuatro equipos semi-sumergibles de perforación, uno con capacidad para operar en tirantes de agua de 7 mil pies y tres para 10 mil pies.

En el período 2008-2011 se han perforado 13 pozos exploratorios, 11 en el proyecto Golfo de México B y dos en el proyecto Golfo de México Sur.

En el caso del Golfo de México B, en el área Holok, dentro de las provincias del Cinturón Plegado Catemaco y el sur de las Cordilleras Mexicanas, se perforaron cinco pozos que permitieron comprobar el potencial de la provincia gasífera descubierta por el pozo Noxal-1, en la cual se han estimado recursos prospectivos en un rango de 5 a 15 millones de millones de pies cúbicos de gas. Además se incorporaron reservas a nivel 3P por más de 1.3 millones de millones de pies cúbicos de gas con los pozos Leek-1, Piklis-1 y Nen-1 y se reclasificaron reservas por 193 millones de millones de pies cúbicos de gas con el pozo Lakach-2DL, lo cual permitió dar mayor certidumbre al proyecto de desarrollo del campo Lakach. Asimismo, se incorporaron recursos contingentes por 80 mil millones de pies cúbicos de gas con el pozo Labay-1.

En el proyecto Golfo de México B, se perforaron seis pozos en las áreas de Holok, Nox-Hux y Temoa, ubicadas en la provincia Salina del Istmo, la cual está caracterizada por una geología compleja afectada por tectónica salina. De estos, el pozo Tamil-1 comprobó que existe un sistema petrolero activo y la presencia de yacimientos de aceite extrapesado, representando la continuación del *trend* productor de la Sonda de Campeche hacia aguas profundas e incorporó recursos contingentes por 249 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Los demás pozos aportaron información que permitió actualizar los modelos geológicos regionales y definir que la madurez de la roca generadora se incrementa de oriente a occidente, resultando que hacia el oriente el área es propensa a contener aceite extrapesado y pesado mientras que hacia el occidente aceite ligero y gas.

En el proyecto Golfo de México Sur, en el área Jaca-Patini, ubicada en la parte central de las Cordilleras Mexicanas, se terminó el pozo Catamat-1, el cual resultó productor no comercial incorporando recursos contingentes del orden de 100 mil millones de pies cúbicos de gas. Dentro de este mismo proyecto se perforó el pozo Puskon-1 que tenía como objetivo evaluar un *play* mesozoico hipotético, el cual no alcanzó su objetivo.

En resumen, en el período 2008-2011 se perforaron 13 pozos exploratorios, de los cuales siete resultaron productores y tres incorporaron reservas, lo que resulta en un éxito exploratorio

y comercial de 54 y 23%, respectivamente. La reserva 3P incorporada en el período asciende a 311 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

POZOS PERFORADOS EN AGUAS PROFUNDAS. EN VERDE SE MARCAN LOS POZOS TERMINADOS EN EL PERIODO 2008-2011.

Pozo	Año Inicio	Año term	Tirante de agua (m)	Sector	Resultados	Reserva 3P MMbpce	Comentarios
Chuktah-201	2003	2004	512	Nox-Hux	Improductivo seco		
Nab-1	2004	2004	679	Nox-Hux	Productor de aceite pesado	32.6	
Noxal-1	2005	2006	935	Holok	Productor de gas	80.8	
Lakach-1	2006	2007	988	Holok	Productor de gas	268.5	
Lalail-1	2007	2007	807	Holok	Productor de gas	138.8	
Chelem-1	2007	2008	815	Holok	Invadido de agua salada		
Tamha-1	2008	2008	1121	Temoa	Invadido de agua salada		
Tamil-1	2008	2008	671	Nox-Hux	Productor de aceite pesado	-	248.6 MMbpce de recurso contingente
Etbakel-1	2008	2009	681	Nox-Hux	Invadido de agua salada		
Catamat-1	2008	2009	1230	Jaca-Patini	Productor no comercial	-	18.5 MMbpce de recurso contingente.
Leek-1	2009	2009	815	Holok	Productor de Gas y Condensado	21.9	
Holok-1	2009	2009	1028	Holok	Invadido de agua salada		
Kabilil-1	2009	2009	739	Holok	Improductivo seco		
Labay-1	2009	2010	1698	Holok	Productor de gas	-	15.6 MMbpce de recurso contingente
Lakach-2DL	2010	2010	1194	Holok	Productor de gas		Reclasifica reserva
Piklis-1	2010	2011	1928	Holok	Productor de gas	189.9	
Nen-1	2011	2011	1493	Holok	Productor de gas	99.3	
Puskon-1	2011	2011	623	Jaca-Patini	Taponado por columna geol. imprevista		

RECURSOS PROSPECTIVOS

Las actividades de evaluación del potencial son principalmente para dar mayor certidumbre a la distribución de los hidrocarburos almacenados en el subsuelo, por lo que en base a los estudios, se actualizó el inventario de recursos prospectivos. De acuerdo al Sistema de Gestión de Recursos Petroleros (*Petroleum Resources Management System*), los recursos prospectivos son volúmenes de hidrocarburos en acumulaciones aún no descubiertas potencialmente recuperables a través de la aplicación de proyectos futuros de desarrollo.

Los estudios y actividades realizadas han permitido actualizar los recursos prospectivos asociados al Golfo de México Profundo, los cuales ascienden a la fecha a 26.6 mil millones de barriles de petróleo crudo equivalente, lo cual representa alrededor del 50% del potencial total del país. Si bien el volumen total estimado en 2011 es ligeramente menor al estimado en 2007, la proporción de los recursos asociados a oportunidades y localizaciones contra los asociados a *plays* se elevó de 29 a 64%, lo que incrementa la certidumbre de los recursos prospectivos asociados a esta importante provincia petrolera.

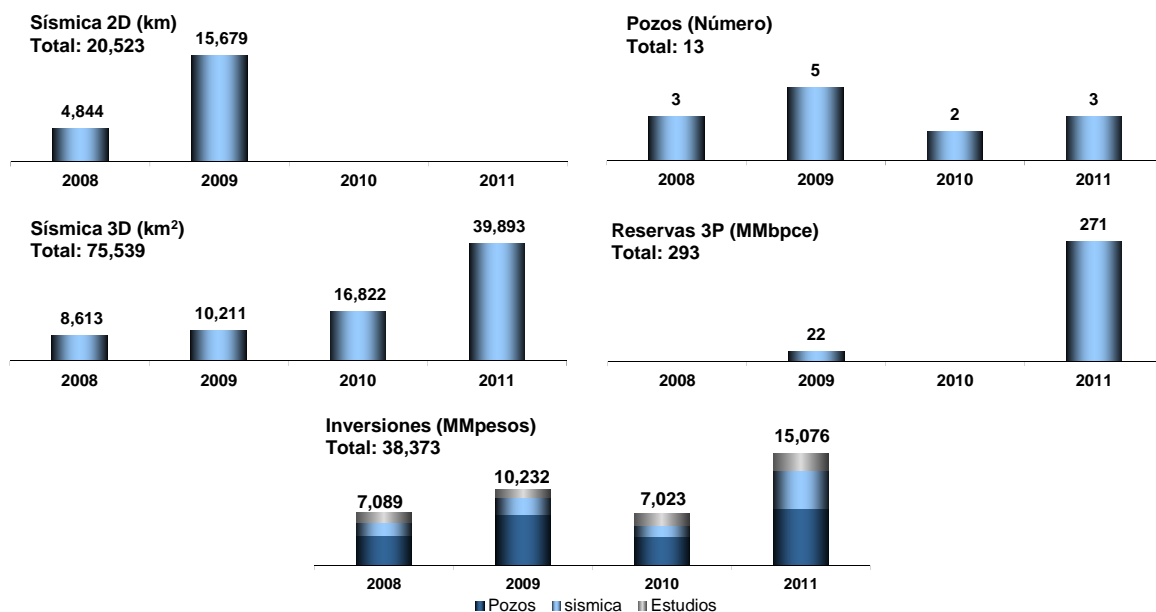
Además, el volumen de recursos prospectivos de las oportunidades exploratorias en áreas propensas a contener aceite se ha incrementado de 7.5 a 11.6 mil millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Esto significa que con una inversión equivalente en dólares de 1 mil 400 millones en estudios exploratorios y adquisición sísmica, se logró identificar y reclasificar 8.5 mil millones de barriles de petróleo crudo equivalente de recurso prospectivo asociado a *plays* a recurso prospectivo asociado a oportunidades y localizaciones exploratorias, lo que resulta en costo de reclasificación de 0.16 dólares por barril de petróleo crudo equivalente.

RESUMEN DE RESULTADOS

En el período 2008-2011, con una inversión de 38 mil 373 millones de pesos, se adquirieron 20 mil 523 kilómetros lineales de sísmica bidimensional y 75 mil 539 kilómetros cuadrados de sísmica tridimensional lo que ha permitido alcanzar una cobertura del 75% de las áreas prioritarias definidas en los proyectos de inversión.

Se perforaron 13 pozos exploratorios con un porcentaje de éxito geológico y comercial de 54 y 23%, respectivamente. Esta inversión así como los estudios y actividades realizadas permitieron reclasificar 8.5 mil millones de barriles de petróleo crudo equivalente de recursos prospectivos asociados a *plays* a recursos prospectivos asociados a oportunidades y localizaciones.

Adicionalmente se incorporaron recursos contingentes por 283 millones de barriles de petróleo crudo equivalente y reservas 3P por 293 mil millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

ACTIVIDADES REALIZADAS EN EL PERÍODO 2008-2011.


En cuanto a los resultados históricos, en la parte mexicana del Golfo de México Profundo, con una inversión en el período 2000-2011 del orden de 48 mil millones de pesos a precios de 2011, se han adquirido a la fecha más de 100 mil kilómetros de sísmica bidimensional, 105 mil 700 kilómetros cuadrados de sísmica tridimensional y terminado 18 pozos. De éstos, 11 fueron productores y de ellos, ocho incorporaron o reclasificaron reserva, con un porcentaje de éxito geológico de 61% y un éxito comercial de 44%. Esta actividad ha permitido dar mayor certidumbre a los recursos prospectivos asociados a esta provincia, identificar recursos contingentes por 283 millones de barriles de petróleo crudo equivalente e incorporar reservas a nivel 3P por 822 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, lo que resulta en un costo de descubrimiento histórico de 4.5 dólares por barril de petróleo crudo equivalente.

ESTRATEGIA EXPLORATORIA 2012-2016 EN EL GOLFO DE MÉXICO PROFUNDO

PLAN DE NEGOCIOS DE PETRÓLEOS MEXICANOS 2012-2016

Uno de los objetivos estratégicos primordiales del Plan de Negocios de Pemex y Organismos Subsidiarios 2012-2016 que compete a Exploración es atender "Incrementar el inventario de reservas por nuevos descubrimientos y reclasificación". Este objetivo considera la siguiente estrategia:

“Acelerar la evaluación del potencial del Golfo de México Profundo”, la actividad se enfocará a incrementar el conocimiento en la estimación de los recursos prospectivos, su distribución y tipo de hidrocarburos asociados, privilegiando las inversiones en las áreas con potencial de aceite.

Actividades programadas

- Adquirir más de 36 mil kilómetros cuadrados de sísmica tridimensional para dar mayor certidumbre a los recursos prospectivos y a la cartera de oportunidades y localizaciones.
- Perforar 31 pozos exploratorios, incluyendo pozos delimitadores, de los cuales más de 20 pozos se destinarán a evaluar áreas prospectivas de aceite.

Con una inversión de alrededor de 73 mil millones de pesos se continuará con la evaluación del potencial con el fin de mejorar el conocimiento del tamaño y distribución de los recursos prospectivos asociados al Golfo de México Profundo e incorporar reservas por más de 3 mil 200 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, estimándose que el 60% podría corresponder a aceite y gas condensado y 40% a gas no asociado.

Además de la evaluación de los recursos prospectivos y la reserva a incorporar, las metas exploratorias planteadas para el final del período son:

- Incrementar entre 40 y 60% el recurso prospectivo asociado a localizaciones exploratorias aprobadas.
- Incrementar la probabilidad geológica promedio de las localizaciones exploratorias al menos al 50%.
- Mantener un porcentaje de éxito geológico entre 40 a 60%.
- Mantener un porcentaje de éxito comercial entre 25 y 40%.
- Alcanzar un costo de descubrimiento 3P entre 2 y 5 dólares por barril de petróleo crudo equivalente y a nivel de 2P de 4 a 8 dólares por barril de petróleo crudo equivalente.

Estos indicadores son acordes a los alcanzados en la exploración de la parte estadounidense del Golfo de México.

Fuente: Wood Mackenzie, enero 2012

2. ESTRATEGIA DE EXPLOTACIÓN DE *SHALE GAS*

a. ANTECEDENTES

Las proyecciones de demanda de gas estiman un incremento, debido al impacto del crecimiento económico y de la población a nivel mundial. Asimismo, estudios recientes han establecido la presencia de recursos no convencionales de gran magnitud que gradualmente contribuirán a satisfacer la demanda de hidrocarburos. El gas-aceite de lutitas (*Shale Gas-Oil*) constituye la mayor parte de estos recursos no convencionales a desarrollar en el futuro.

Potencial de recursos en *plays* de gas-aceite de lutitas en México.

Pemex-Exploración y Producción a partir del año 2010 inició de manera sistemática la evaluación del potencial asociado a estos recursos no convencionales de hidrocarburos.

Para definir la estrategia del plan de explotación de estos recursos no convencionales, primeramente es necesario reducir el nivel de incertidumbre de las estimaciones de gas-aceite de lutitas mediante la perforación de pozos exploratorios, a fin de minimizar las desviaciones de su futuro desarrollo.

Consecuentemente, para la evaluación, caracterización y desarrollo de *plays no convencionales* Pemex-Exploración y Producción está utilizando una metodología que se divide en tres fases:

Fase 1. Evaluación de la prospectividad y prueba del concepto.

En esta fase se realiza la identificación y jerarquización de *plays* potenciales de gas-aceite de lutitas, así como la estimación de recursos potenciales, identificación y documentación de prospectos, selección y prueba de prospectos y evaluación de resultados.

Fase 2. Caracterización geológica y reducción de incertidumbre.

Consiste en la realización de estudios de *plays*, identificación y documentación de prospectos, jerarquización de oportunidades y caracterización de yacimientos.

Fase 3. Desarrollo masivo.

Durante esta fase se ejecuta el plan de desarrollo a gran escala y se realiza la explotación de los yacimientos con implicaciones de logísticas de alto impacto.

Como resultado de los estudios exploratorios realizados a la fecha, se tienen identificadas cinco provincias geológicas:

1. Burro-Picachos y Sabinas.
2. Burgos.
3. Tampico-Misantla.
4. Veracruz.
5. Chihuahua.

Estas provincias han sido jerarquizadas de acuerdo a sus características geológicas y geoquímicas, tales como riqueza orgánica de las lutitas, grado de madurez térmica de la materia orgánica y la complejidad tectónica cuya magnitud se muestra en las siguientes gráficas:

IDENTIFICACIÓN, MAPEO DE PARÁMETROS CLAVE Y JERARQUIZACIÓN DE PROVINCIAS



A la fecha, en el contexto de la Fase 1, se han perforado dos pozos exploratorios que resultaron productores de hidrocarburos y se encuentran en proceso de perforación cuatro pozos.

Las estimaciones actuales de los recursos prospectivos se ubican en el rango de 150 a 459 millones de millones de pies cúbicos de gas, que representan entre 2.5 y 7 veces las reservas 3P de gas convencional del país.

El proyecto para cuantificar los recursos prospectivos y jerarquizar prospectos requiere de una inversión de 30 mil 500 millones de pesos para el periodo 2011-2016 que permitirán realizar las siguientes actividades:

- Adquirir más de 9 mil 400 kilómetros cuadrados de información sísmica y realizar trabajos de modelado geológico-geoquímico regional y de detalle con el fin de caracterizar y jerarquizar los *plays* no convencionales y definir áreas prioritarias.

- Perforar 175 pozos (incluye dos pozos perforados y dos en proceso de terminación) para probar el potencial de gas-aceite de lutitas, así como delimitar las áreas prioritarias con el fin de dar certidumbre a su potencial y evaluar su productividad.

Con base en los resultados obtenidos, se propondrán áreas para iniciar la delimitación del desarrollo de campos de manera intensiva.

PROGRAMA PARA PROBAR Y DELIMITAR EL POTENCIAL DE GAS-ACEITE DE LUTITAS



b. ESTRATEGIA DE EJECUCIÓN

Es de primordial importancia enfocar la estrategia de exploración y explotación de este tipo de *plays*, hacia el gas húmedo y el aceite, con la finalidad de asegurar un margen de rentabilidad que garantice la maximización del valor de estos recursos.

Con base en los resultados obtenidos en las primeras etapas de exploración, se tendrá una mayor certidumbre de los recursos prospectivos y a partir de ello se definirán las estrategias de explotación, que considerarán los elementos que inciden en la rentabilidad de los proyectos:

Precio del gas.- Se requiere de un precio de gas que garantice el retorno de las inversiones y un aceptable margen de rentabilidad. Se estima que el precio se mantendrá por debajo de los 6 dólares/MMBtu.

Costo de los pozos.- El uso de los mejores diseños y tecnologías en un entorno de economía de escala reducirá el costo de los pozos.

Régimen fiscal.- Para garantizar la rentabilidad se requiere promover un régimen fiscal especial, a través del cual se estimule la inversión para el desarrollo de este tipo de proyectos.

Inversión.- El cumplimiento de la estrategia de explotación requiere de una oportuna asignación de recursos de inversión que determinarán el ritmo de producción.

Adicionalmente, el desarrollo masivo, requerirá una alta capacidad de ejecución considerando un marco de desarrollo sustentable, que deberá contar con:

- **INFRAESTRUCTURA.-** Alto número de equipos y personal especializado de perforación, gran movimiento cotidiano de servicios de fracturamiento, tráfico intenso de equipos y plantas de separación de líquidos.
- **SEGURIDAD Y AMBIENTE.-** Operaciones seguras, protección de fauna y restauración de áreas, protección de acuíferos, reciclaje de agua, presas metálicas para desechos industriales y pozos letrina profundos.

La estrategia de ejecución propuesta plantea varios escenarios que se irán mejorando en función de los resultados de las actividades exploratorias. En la gráfica siguiente se puede apreciar que los niveles de producción dependerán de la magnitud de los recursos prospectivos, del nivel de inversiones y de la productividad de los pozos.

ESTRATEGIA DE EJECUCIÓN DE LARGO PLAZO

Etapa	Exploración		Desarrollo y explotación	
			Escenario 50 años	
			150 TCF	297 TCF
Actividad	Perforación: 175 pozos Sísmica 3D: 9,400 km²		Perforación de pozos: 33,332	65,990
Periodo	2011-2015		2016-2066	2016-2066
Inversión (Millones de Pesos)	~30,000		~24,000-68,000	~58,000-135,000
Modelo Contractual	Tradicional		Contratos con terceros	
	Laboratorios de campo 2012-2015			

C. CONSIDERACIONES ADICIONALES Y SIGUIENTES PASOS

El desarrollo del gas-aceite de lutitas presenta retos importantes para Pemex-Exploración y Producción, que van más allá de su operación convencional. Por lo tanto es necesario:

- Acelerar la adquisición, interpretación y perforación de pozos para incrementar la certidumbre de los recursos prospectivos, productividad por pozo y mejorar el diseño de proyectos.
- Ejecutar operaciones a gran escala con inversiones sostenidas y de gran magnitud para perforar los miles de pozos requeridos para su extracción.
- Incrementar la capacidad de ejecución adicional indispensable para el desarrollo de estos proyectos en capital y servicios, a través de contratos integrales con terceros.
- Asimilar e implantar rápidamente tecnologías disponibles y mejores prácticas, bajo un enfoque de desarrollo sustentable, así como para mejorar la rentabilidad de los proyectos de gas-aceite de lutitas afectados por los precios de gas actualmente bajos.
- Promover la aplicación de un régimen fiscal dinámico que responda a las condiciones variables de los precios del gas existentes, para proyectos de gas convencional y no convencional (gas-aceite de lutitas).
- Actualizar el marco legal existente, para la regulación eficiente de las actividades de exploración y explotación del gas-aceite de lutitas.

3. CONTRATOS INCENTIVADOS

ANTECEDENTES

El Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos 2010-2024, reconoce que Pemex es una empresa que requiere flexibilidad para competir en un mercado global, dado que se encuentra sujeta a una amplia regulación.

En consecuencia, Pemex-Exploración y Producción requiere implementar una estrategia que le permita mejorar sus resultados y maximizar la creación de valor económico, en un marco de seguridad, confiabilidad, rentabilidad y sustentabilidad.

En este sentido, el Plan de Negocios define como estrategia actualizar esquemas de explotación en campos productores (en desarrollo y maduros).

Pemex-Exploración y Producción tiene entre sus objetivos asegurar la factibilidad técnica, económica y legal de nuevos modelos de contratos a través de un diseño que propicie una amplia participación de empresas contratistas que garanticen condiciones competitivas para el Estado.

Estos contratos buscan incrementar la capacidad de ejecución de Petróleos Mexicanos a través de un esquema rentable y competitivo.

Se propone la celebración de contratos de servicios para la exploración, desarrollo y producción de hidrocarburos en las áreas de Altamira, Arenque, Atún, Pánuco, San Andrés y Tierra Blanca, de la Región Norte.

Se han tomado en cuenta las características de las áreas señaladas, así como sus condiciones económicas, geológicas y técnicas, así como las legales y fiscales que son aplicables a Pemex-Exploración y Producción.

SITUACIÓN ACTUAL

Se ha identificado que en la región norte existen diversas áreas con gran potencial en donde se puede incrementar la capacidad de ejecución para desarrollar las reservas de hidrocarburos.

A través de la implantación del esquema contractual que se plantea, se aumentará la capacidad de ejecución, sin distraer recursos de otras áreas de la Región Norte.

4. AVANCE EN LA REDUCCIÓN DE PAROS NO PROGRAMADOS POR REFINERÍA

INTRODUCCIÓN

El índice de paros no programados (IPNP) es un indicador de la incitativa estratégica del modelo de confiabilidad operacional y es adoptado por el SNR para aplicarlo a sus plantas de proceso, instalaciones y activos para prevenir y evitar la recurrencia de fallas y paros no programados.

El porcentaje de índice de paros está definido como la suma de horas totales de paro no programado de la instalación entre la suma de horas totales por instalación (24 horas por día), en un periodo determinado de análisis. Generalmente el periodo de evaluación es de treinta días.

El índice de paros no programados a su vez está clasificado en tres rubros:

- IPNP por causas propias de la planta.
- IPNP por causas externas a la planta.
- IPNP por causas externas al centro de trabajo.

El IPNP total es la suma de todas las causas anteriores.

SITUACIÓN ACTUAL

En el transcurso de los últimos seis años el SNR presentó los siguientes valores de IPNP:

- En 2007: 6.7%.
- En 2008: 4.9%.
- En 2009: 3.5%.
- En 2010: 9.6%.
- En 2011: 13.5%.

De lo anterior se puede visualizar que en el 2009 se obtiene el mejor IPNP con un valor de 3.5, pero en los últimos tres años este indicador se incrementó hasta llegar a 13.5 en el 2011, representando el mayor valor registrado muy por encima de los estándares internacionales que debe ser menor o igual a 1.0%.

LOGROS

Debido a las medidas implantadas en el Modelo de Confiabilidad Operacional y Mejora de Procesos, los valores registrados en enero y febrero de 2012 nos reflejan una tendencia a la baja muy significativa.

- En enero el indicador se redujo a 8.2%.
- En febrero el indicador se redujo a 7.6%.

5. AVANCES EN LA NUEVA REFINERÍA DE TULA

INTRODUCCIÓN

El proyecto contempla la construcción de una nueva refinería con una capacidad de 250 mil barriles diarios de petróleo tipo Maya y 76 mil barriles diarios de productos residuales provenientes de la actual refinería de Tula, la construcción de un nuevo oleoducto de más de 640 km de longitud desde Nuevo Teapa hasta la nueva refinería en Tula Hidalgo, un poliducto de aproximadamente 150 km para el desalojo de productos a la Zona Metropolitana del Valle de México, así como la interconexión al gasoducto troncal y los ductos de interconexión con la refinería existente de Tula para el manejo de productos intermedios y terminados.

A partir de la entrega de los terrenos por parte del Gobierno de Hidalgo, la cual se formalizó en agosto de 2010, se iniciaron los trabajos de prospección y de ingeniería para el acondicionamiento del predio de la Nueva Refinería.

SITUACIÓN ACTUAL (31 DE DICIEMBRE DE 2011)

- El 14 de noviembre de 2011, el Grupo de Trabajo de Inversiones de Petróleos Mexicanos acreditó la etapa FEL II del proyecto conforme a lo establecido en el Sistema Institucional de Desarrollo de Proyectos (SIDP).
- Se obtuvo la suficiencia presupuestal para 2012 para continuar con la contratación de tecnólogos, el PMC y el IMP, para el desarrollo de las ingenierías básicas y extendidas de la refinería y ductos respectivamente.
- El 22 de noviembre de 2011, se publicó la convocatoria para la licitación del *Project Management Contractor* (servicios de ingeniería y administración del proyecto, PMC, por sus siglas en inglés,).
- Se elaboraron los paquetes para aprobación del SUBCAAOS de Pemex-Refinación para la contratación de las tecnologías de las plantas de proceso seleccionadas.
- Se están elaborando las bases para la licitación del contrato para reubicación de canales, así como los términos y condiciones para el retiro de basureros y líneas de alta tensión.
- Se llevaron a cabo trabajos de salvamento para la liberación de los terrenos en donde se identificaron vestigios arqueológicos.
- Se identificaron las opciones de terrenos para la ubicación de las estaciones de bombeo, y continúa la gestión de permisos y autorizaciones para legalizar los derechos de vía del oleoducto.

LOGROS

- El 2 de marzo de 2012 se formalizó el contrato del PMC con ICA Fluor para el desarrollo de la ingeniería básica y básica extendida de la refinería, y se firmó el contrato con el IMP para el desarrollo de la ingeniería básica y de detalle de los ductos.
- El Instituto Nacional de Antropología e Historia (INAH) liberó las 109 hectáreas restantes del predio de la nueva refinería.

A partir del desarrollo de la ingeniería básica, se integrarán los paquetes de licitación de los contratos IPC, y la estrategia de procura de materiales y equipos principales de largo tiempo de fabricación.

6. ANÁLISIS DE LA RECONFIGURACIÓN DE MINATITLÁN

El proyecto de Reconfiguración de Minatitlán forma parte del Programa de Reconfiguración del Sistema Nacional de Refinación, el cual consta de la construcción de 12 plantas de proceso (incluida una planta de coquización retardada), obra de integración, servicios auxiliares y la instalación de un gasoducto de 12" (12 km), un oleoducto de 30" (12 km) y un hidrogenoducto de 10" (25.4 km).

Con la operación exitosa de las 12 nuevas plantas de la Reconfiguración de la Refinería de Minatitlán, se logró convertir a la refinería más antigua de Latinoamérica en la más moderna, mejorando la calidad de combustibles en cumplimiento con las normas ambientales internacionales, además de incrementar su capacidad instalada de procesamiento de crudo de 185 a 285 miles de barriles diarios, lo cual representa un procesamiento de crudo óptimo de 175 a 246 miles de barriles diarios.

De igual forma se incrementó la proporción de manejo de crudo Maya (crudo pesado) que pasa de 33% a 71%, aumentando la producción de gasolina Pemex Magna de 45.5 a 77.4 miles de barriles diarios. Asimismo con el arranque de estas plantas se inicia en esta refinería la producción de gasolina Pemex Premium con 15.4 miles de barriles diarios y la primera producción en el país de diesel de Ultra Bajo Azufre (UBA) con una producción de 32 mil barriles diarios con sólo 10 ppm de azufre, mejorando con ello la calidad del aire. Otros destilados intermedios aumentan de 45 a 51.8 miles de barriles diarios; se logra reducir la producción de combustóleo de 65 a 23.7 miles de barriles diarios y se inicia la producción de coque con 3,000 toneladas diarias.

Con la puesta en operación del Proyecto de Reconfiguración, se obtienen mayores rendimientos de productos con mayor valor agregado, logrando reducir las importaciones de gasolina.

Las plantas que entraron en operación en el año 2010 son:

- Unidad de servicios auxiliares (incluye dos calderas de 250 tph y un turbogenerador de 45 MW).
- Planta de tratamiento de aguas amargas de 40 miles de barriles diarios.
- Planta hidrosulfuradora de diesel de 34 miles de barriles diarios.
- Planta generadora de hidrógeno de 48 MMPCSD.
- Planta recuperadora de azufre de 600 toneladas diarias.

Las plantas que entraron en operación en el año 2011 son:

- Planta combinada (destilación atmosférica y de vacío) de 150 mil barriles diarios.
- Planta catalítica FCC-2 de 42 mil barriles diarios.

- Planta hidrodesulfuradora de gasóleos de 50 mil barriles diarios.
- Planta coquizadora de 56 mil barriles diarios.
- Planta regeneradora de aminas de 51 mil barriles diarios.
- Planta hidrodesulfuradora de naftas de 7 mil barriles diarios.
- Planta de alquilación U-18000 de 13 mil barriles diarios.

BENEFICIOS SOCIALES:

Se generaron 12,000 empleos directos, 1,500 técnico administrativos, 35,000 empleos indirectos y 500 nuevas plazas para operar las nuevas instalaciones.

BENEFICIOS ECONÓMICOS:

La inversión total del proyecto alcanzó los 3,559 millones de dólares, logrando una importante derrama económica en la región y en el Estado de Veracruz, al incrementarse la demanda de mano de obra y otros servicios. También significó un impulso al desarrollo de la industria de la construcción y de las empresas prestadoras de servicios.

BENEFICIOS AMBIENTALES:

Reducción de contaminantes con la eliminación de azufre en los productos destilados, cumpliendo con las normas internacionales en materia ecológica, recuperar azufre e hidrógeno, obtener gasolinas de alto octanaje y menor contenido de azufre, procesar residuos pesados generando valor agregado y obtener coque como combustible para la generación de energía eléctrica.

7. CONFIABILIDAD DE LA INFRAESTRUCTURA PARA LA DISTRIBUCIÓN Y ALMACENAMIENTO DE CRUDO Y PETROLÍFEROS

Con el propósito de mejorar la confiabilidad de la infraestructura para la distribución y almacenamiento de crudo y petrolíferos que contribuya al desempeño sostenido del negocio, durante el 2011 se concretaron las iniciativas siguientes:

- Adquisición de seis buques tanque mediante arrendamiento financiero con opción a compra, para la sustitución de flota mayor retirada de la operación, de conformidad con las reglas impuestas por la MARPOL en materia de protección al ambiente.
- Inspección interior de 1,075 km de ductos y atención de 574 indicaciones por administración directa en sectores de ductos Poza Rica, Veracruz, Madero, Monterrey, Torreón y Topolobampo.
- Rehabilitación de 254 indicaciones de los oleoductos de 24" y 30" D.N., Nuevo Teapa-Venta de Carpio. En el Oleoducto 30" Nuevo Teapa-Salina Cruz, se caracterizaron y rehabilitaron las 140 indicaciones detectadas.
- Se estableció un modelo de integridad basado en riesgo y confiabilidad operativa del Sistema de Ductos Marinos y Playeros, en cuyos alcances se incluye la construcción de 14 centros de administración de integridad en terminales y residencias marítimas.
- Se ejecuta la rehabilitación integral al sistema de protección anticorrosiva de los ductos del corredor Nuevo Teapa-Poza Rica-Madero-Cadereyta; Madero-Cadereyta y ductos playeros.
- En cuanto a instalaciones portuarias, se concluyó la rehabilitación de tres tanques en la Terminal Marítima Pajaritos y se ejecutan actualmente nueve tanques más.
- En cuanto a monitoreo y control remoto de instalaciones, se automatizaron los 129 sitios asociados a siete poliductos de la Red de Distribución de Pemex-Refinación.
- Durante 2011 se logró la certificación en materia de confiabilidad de cinco ingenieros y, en el presente año, se está desarrollando un programa piloto en las terminales de almacenamiento y reparto de Azcapotzalco, Añil y Guaymas. Sus resultados servirán de base para profundizar y generalizar este tipo de estrategias de mantenimiento, como parte de las 14 Mejores Prácticas en la materia.
- El proyecto de renovación de autotankers autorizado por la SHCP para el periodo 2004-2010, incluyó la compra de 1,313 unidades, lo que representa un parque vehicular de reparto local actual de 1,360 equipos.
- La inversión para el proyecto de reemplazo 2012-2016 de 518 autotankers, es de 725.08 millones de pesos. El proyecto permitirá reemplazar modelos 2002 a 2008, que por la propia operación y su desgaste físico-mecánico progresivamente incrementan los costos de

mantenimiento. El programa inicia en 2012, con la adquisición de 49 unidades modelo 2012.

Este proyecto de reemplazo considera cambios en las especificaciones técnicas de los autotanques e incrementa volumen de 20 por 25 mil litros para atender la norma oficial mexicana NOM-01-SCT-2-2008 en materia de pesos y medidas de vehículos de autotransporte, la cual señala que el actual tipo de vehículo no podrán circular en algunas carreteras rurales de acuerdo a la clasificación de la Secretaría de Comunicaciones y Transportes.

8. LOGROS DEL PROGRAMA MDO

INFORME DEL PROGRAMA DE MEJORAMIENTO DEL DESEMPEÑO OPERATIVO DEL SISTEMA NACIONAL DE REFINERIAS DE PEMEX-REFINACIÓN (MDO)

El Programa MDO permitirá obtener resultados a través de las siguientes iniciativas:

- a) **Macro-iniciativa de Carácter Técnico.** Los avances en las denominadas Olas (cada ola hace referencia al programa para el caso de un par de refinerías) 1 y 2 (en fase de implementación) han identificado 145 oportunidades con sus respectivos indicadores (KPI's), de las cuales han iniciado acciones 30, con valor potencial de 300 millones de dólares/año (0.80 dólares/barril).

El diagnóstico de oportunidades al 31 de diciembre de 2011 del SNR reveló 230 iniciativas con un valor de 1,170 millones de dólares anuales aproximadamente (898.6 millones de dólares anuales excluyendo mejoras por reducción de pérdidas de aceite y RAM (Confiabilidad y Mantenimiento)). Esto equivale a una ganancia potencial aproximada de 3.39 dólares por barril para las cuatro refinerías en las que avanzó el proyecto (Madero, Salina Cruz, Tula y Cadereyta) o de 2.67 dólares por barril para el SNR. Solamente el 9.5% de las iniciativas detectadas hasta ahora requieren inversión.

- b) **Macro-iniciativa de Confiabilidad.** Próximos pasos: alinear áreas involucradas de operación, mantenimiento y seguridad, integrar indicadores clave de implementación para la alineación de resultados por sector. Para apoyar y lograr la sostenibilidad será necesaria la capacitación en mantenimientos rutinarios, gestión del desempeño, implementar diálogos de desempeño a todos los niveles y la utilización de herramientas de Tecnologías de Información para automatizar indicadores clave.
- c) **Macro-iniciativa de Suministros.** Se han identificado ahorros en cinco categorías para la Ola 1 (sosa, nitrógeno, ácido sulfúrico, catalizadores y refacciones para equipo dinámico) que equivalen a una reducción de entre el 10 y el 15% de las categorías analizadas. En la Ola 2 se tiene considerado el lanzamiento de otras cinco categorías. Se propone homologar y consolidar el suministro a través de 10 proyectos sustantivos horizontales.
- d) **Macro-iniciativa de Gestión de la Producción.** Se han adecuado los modelos LP de cada sitio, se tienen mapeos detallados de procesos de planeación y se han identificado barreras clave. Actualmente se llevan a cabo monitoreos a través de reuniones en cascada en sectores de Madero, Salina Cruz, Cadereyta y Tula.
- e) **Macro-iniciativa de Fortalecimiento de la Organización.** Se está trabajando en dos vertientes: i) en materia de factor humano y ii) en materia de Infraestructura de Gestión, que ha permitido alinear indicadores a nivel refinería para 40 puestos clave.

Esto permitirá incorporar indicadores clave al SIADI, se podrán establecer metas para cada indicador y permitirá estandarizar reportes de desempeño para cada refinería.

En suma, las olas 1 y 2, que consideraron a las refinerías de Madero, Salina Cruz, Tula y Cadereyta, se encuentran en fase de consolidación y se está arrancando la ola 3 en las refinerías de Minatitlán y Salamanca, con un enfoque de mejora y maximización del proyecto, con base en las lecciones aprendidas en las primeras fases. Bajo ese contexto, se está desarrollando un modelo de seguimiento técnico-económico que permitirá identificar y registrar la captura de brechas en dos aspectos: por incremento de ingresos (rendimientos, índice de ocupación, índice de intensidad energética, índice de paros no programados), así como por la reducción en los costos de ventas (logística, crudo, insumos de importación), y costos operativos (compras adquisiciones, mantenimiento y productividad laboral).

9. INICIATIVAS ASOCIADAS AL PROYECTO ETILENO XXI

El 26 de agosto de 2011 el Instituto Mexicano del Petróleo (IMP) inició los trabajos de “Ingeniería Básica para el esquema de procesamiento de las Plantas Endulzadoras y Fraccionadoras e interconexiones para suministrar el etano requerido en el Proyecto Etileno XXI”, que incluye la ingeniería para los complejos procesadores de gas de Cactus y Nuevo Pemex. Actualmente, el IMP se encuentra trabajando en ambos complejos procesadores de gas y se espera que termine en abril de 2012 para proceder a la obtención de la acreditación del FEL III^{17/} e iniciar los procesos licitatorios para ejecución de las obras en el tercer trimestre de 2012.

Se entregó al Grupo de Trabajo de Inversión de Petróleos Mexicanos (GTI-PMX) la documentación correspondiente a la etapa FEL II de la conversión de la planta criogénica II del Complejo Procesador de Gas Ciudad Pemex, la cual está en proceso de validación y se espera la acreditación para iniciar el proceso de contratación de la ingeniería básica en mayo de 2012.

DUCTOS DE TRANSPORTE

El 15 de julio de 2011 se obtuvo la acreditación de la etapa FEL I por parte del GTI-PMX para los ductos petroquímicos vía Agave y para el de petroquímicos de Nuevo Pemex–Cactus a Coatzacoalcos.

CONTRATO DE SUMINISTRO ETILENO XXI

El 19 de febrero de 2010 se formalizó un contrato de suministro a largo plazo de etano por 66 mil barriles diarios con las empresas Braskem S.A. e IDESA, S.A. de C.V. Previa autorización de la CRE respecto a la fórmula aplicable al contrato y sobre los términos y condiciones del mismo.

El inicio de las operaciones deberá ser antes del 30 de junio de 2015, salvo que dicha fecha fuera extendida debido a la ocurrencia de uno o más eventos de demora y/o eventos de fuerza mayor, conforme a lo establecido en la cláusula 1.1 del contrato de suministro.

Por otra parte, se ratifica que Petróleos Mexicanos no participará en el Consejo de Administración del Consorcio Braskem-IDESSA.

17/ *Front End Loading*, que forma parte del Sistema de Institucional de Desarrollo de Proyectos de Petróleos Mexicanos.

10. RED DE DUCTOS DE PEMEX-GAS Y PETROQUÍMICA BÁSICA

INCREMENTO DE CAPACIDAD

En 2011 no se incrementó la capacidad en las redes de ductos de gas natural y de gas LP.

En ese mismo año se trabajó en el proyecto de la estación de compresión Emiliano Zapata y libramiento a Xalapa, con el que se incrementará la capacidad de transporte de 1,014 a 1,389 millones de pies cúbicos diarios de gas natural en el ducto de 48" Cempoala-Santa Ana. El proyecto presenta los siguientes avances: la estación de compresión está concluida y operando, mientras que el libramiento de Xalapa acumuló un avance físico de 63.2% al cierre del año.

Respecto al libramiento Xalapa, el 17 de junio de 2011 se firmó unilateralmente el acta de finiquito de la compañía Condux, S.A. de C.V. Para la terminación del libramiento de Xalapa, en octubre de 2011 se recibieron cinco propuestas de compañías interesadas en participar en la licitación pública nacional, sin embargo, con base en los resultados de la evaluación técnica, en noviembre de 2011 se declaró desierto el proceso de esta licitación.

Para concluir las obras complementarias del libramiento Xalapa se formalizó un contrato el 7 de marzo de 2012 y los trabajos iniciaron el 12 de marzo y se estima su conclusión para el 6 de noviembre de 2012. Una vez que se termine el libramiento, se iniciarán los trabajos para su interconexión con el gasoducto de 48" Cempoala-Santa Ana, con lo que se tiene previsto que la operación del libramiento inicie a partir de diciembre de 2012.

REDUNDANCIA DE LA RED DE DUCTOS

Se realizó la interconexión entre el Sistema Nacional de Gasoductos (SNG) y el gasoducto Manzanillo-Guadalajara, propiedad de Energía de Occidente de México con una capacidad de interconexión de 320 millones de pies cúbicos diarios. Con esta interconexión, una vez que entre en operación la planta de regasificación en Manzanillo, se logrará la disponibilidad de flujos bidireccionales para el suministro al occidente del país en el SNG.

11. ALIANZA CON MEXICHEM

Pemex-Petroquímica conjuntamente con Mexichem acordaron promover un Esquema consistente en una alianza a través de una coinversión a la cual Mexichem Derivados aportaría los activos correspondientes a sus plantas de cloro/sosa-sal ubicadas en Coatzacoalcos y Jáltipan, Veracruz, mientras que Pemex-Petroquímica aportaría los activos de las plantas de etileno, de generación de energía eléctrica y de cloruro de vinilo, ubicadas en el Complejo Petroquímico Pajaritos en Coatzacoalcos, Veracruz. Además de la aportación de activos, Mexichem invertiría recursos en efectivo para alcanzar la eficiencia máxima en la operación de la planta de MCV en el Complejo Pajaritos. La operación constituye una integración vertical en la cadena de vinilo en los siguientes eslabones: sal-cloro-etileno/etano-MCV (monómero de cloruro de vinilo).

Bajo este Esquema, se espera obtener los siguientes beneficios en la producción de MCV:

- Escalas productivas. Una mayor producción de MCV que permitiría que la planta de Pajaritos alcance la escala necesaria para convertirse en un activo rentable y competitivo.
- Eficiencia tecnológica. Inversiones en asistencia técnica y mejoras tecnológicas y en equipos, que permitirían una mayor flexibilidad operativa y evitarían paros por mantenimiento correctivo, así como una reducción en uso de insumos. Como resultado se espera que la producción de la planta de MCV alcance su capacidad máxima de diseño de 405,000 toneladas.
- Mayor productividad y aprovechamiento de insumos. En la producción de MCV las partes esperan que los rendimientos de cloro, etileno y gas natural aumenten. En la producción de etileno, con la coinversión se podría necesitar menos etano y menos gas natural para producir una tonelada de este insumo, lo que significaría ahorros sustanciales.
- Costos de mantenimiento. La innovación del sistema tecnológico reduciría costos de mantenimiento y tratamiento de residuos.
- Competitividad de costos: La restructuración de costos que implicaría la coinversión permitiría que las pérdidas de la planta de MCV en Pajaritos se reviertan casi de inmediato después de amortizar las inversiones iniciales.

Bajo estas consideraciones, en mayo de 2011 ambas empresas solicitaron a la Comisión Federal de Competencia la autorización para realizar este Esquema, la cual fue otorgada en octubre de 2011.

En noviembre de 2011, el Comité de Estrategia e Inversiones de Pemex-Petroquímica dio su opinión favorable al Esquema, el Consejo de Administración de Pemex-Petroquímica autorizó continuar el proceso para concretarlo y el Comité de Estrategia e Inversiones de Petróleos

Mexicanos también otorgó su opinión favorable. Al cierre del 2011, el Esquema se encontraba en proceso de autorización del Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos.

12. REPSOL

ANTECEDENTES

Desde 1992 Petróleos Mexicanos ha mantenido una participación accionaria en la empresa Repsol de 4.8 %, lo que le ha permitido tener un Consejero Dominical (patrimonial) en el Consejo de Administración de Repsol, YPF (Repsol).

En el ámbito corporativo, la presencia de Grupo Pemex en el Consejo de Repsol comenzó con la designación de P.M.I. Holdings, B.V., (empresa filial de Petróleos Mexicanos), como consejero en 1994. Posteriormente, la participación de Grupo Pemex en dicho Consejo se instrumentó a través de la filial Pemex Internacional España, S.A., que fue designada consejero por acuerdo del Consejo de Administración de Repsol el 26 de enero de 2004, posteriormente ratificado por la junta general de accionistas el 31 de marzo de 2004.

ACONTECIMIENTOS RECIENTES

Petróleos Mexicanos y su filial P.M.I. Holdings, B.V., analizaron y consideraron la oportunidad de contar con una mayor participación accionaria en Repsol, así como alinear intereses con el entonces mayor accionista de Repsol, con la finalidad de desarrollar e implementar una estrategia y visión común sobre Repsol. El 29 de agosto de 2011, se llevó a cabo la suscripción del Acuerdo de Accionistas, celebrado por una parte por Petróleos Mexicanos y por P.M.I. Holdings, B.V., y por la otra parte, por Sacyr Vallehermoso, S.A.

En la sesión ordinaria del Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos de fecha 18 de octubre de 2011, se informó sobre el contenido y alcances del mencionado Acuerdo de Accionistas.

A finales de 2011 Repsol ofreció a Petróleos Mexicanos realizar un convenio industrial para maximizar las oportunidades de colaboración conjunta, además de ciertas medidas que le darían un mayor peso a Petróleos Mexicanos en el Consejo de la empresa.

Posteriormente, en sesión extraordinaria del 6 de enero de 2012, el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos, con la opinión favorable de su Comité de Estrategia e Inversiones instruyó a la Administración, entre otros aspectos, a lo siguiente:

- Continuar con el proceso de normalización en la relación con los otros accionistas de Repsol, así como con la administración de la empresa;
- Reevaluar la conveniencia del acuerdo de sindicación con Sacyr;
- Celebrar reuniones con Repsol para explorar acuerdos de colaboración de largo plazo para beneficio de ambas empresas y congruentes con los objetivos estratégicos de Petróleos Mexicanos; y

- Decidir el nivel de participación accionaria más adecuado de Petróleos Mexicanos en Repsol.

Asimismo, el Consejo instruyó a la Administración a que, dadas las implicaciones y relevancia del tema, se mantuviera informado con respecto a los puntos antes descritos, a los integrantes del Consejo a través de los Comités de Estrategia e Inversiones y de Auditoría y Evaluación al Desempeño de Petróleos Mexicanos.

Como parte de los resultados de la sesión del Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos celebrada el 6 de enero de 2012 se acordó normalizar las relaciones con Repsol y buscar establecer acuerdos de colaboración de largo plazo. Derivado de ello, Petróleos Mexicanos celebró un Acuerdo de Entendimiento con Repsol el 25 de enero de 2012. Este acuerdo establece las bases generales para formalizar, una alianza industrial que contribuya al mejor desarrollo de los respectivos planes empresariales, y busca establecer vías y mecanismos para la cooperación mutua.

Posteriormente, en sesión extraordinaria del 24 de febrero de 2012, el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos, con la opinión favorable de su Comité de Estrategia e Inversiones, por unanimidad aprobó suscribir con Repsol, un convenio de Alianza Industrial.

En ese orden de ideas y en seguimiento a los resultados de las sesiones de los Consejos de Administración de Petróleos Mexicanos y de Repsol, del 24 y del 28 de febrero de 2012 respectivamente, se autorizó a ambas empresas a establecer una alianza de largo plazo.

Los respectivos órganos de gobierno de Petróleos Mexicanos y Repsol coincidieron en que con la celebración de esta alianza se podrán generar beneficios de corto y mediano plazos y alcanzar sinergias positivas para el cumplimiento de los planes estratégicos de ambas empresas.

Además, el establecimiento de la alianza constituye un importante avance en la relación histórica de Petróleos Mexicanos con Repsol con miras a su fortalecimiento, ya que contempla una duración inicial de diez años, con las siguientes características principales:

1. Dentro del marco constitucional y legal que regula el sector de hidrocarburos en México, Petróleos Mexicanos contará con Repsol como aliado para evaluar y promover las oportunidades de negocio que puedan resultar de interés mutuo.
2. La alianza se basa en principios de reciprocidad, beneficio y colaboración mutuos, con vocación de largo plazo y no exclusividad.
3. Abarca áreas de colaboración conjunta, incluyendo actividades de exploración y producción así como de refinación. Cada parte valorará el ofrecimiento a la otra de las oportunidades de negocio que surjan.
4. Además de la colaboración en las áreas de negocio antes descritas, contempla desarrollar programas conjuntos de formación e intercambio de profesionales.

5. Las partes se comprometen, recíprocamente, a designar un equipo de directivos responsables de gestionar la alianza y de ofrecerse oportunidades de colaboración estratégica en beneficio mutuo. En el caso de que una oportunidad concreta sea aceptada, las partes suscribirán un acuerdo específico para el desarrollo de dicha oportunidad de negocio. Así, se constituirán un Comité Estratégico, un Comité de *Upstream* y GNL, y un Comité de *Downstream*, todos ellos con representación paritaria de Petróleos Mexicanos y Repsol, con funciones consultivas e informativas.

En el transcurso del presente año, Petróleos Mexicanos y Repsol explorarán oportunidades de colaboración, a fin de que en su oportunidad puedan formalizarse los acuerdos específicos respectivos.

13. ESTRATEGIA DE PMI Y DE LAS SUBSIDIARIAS

Desde el último trimestre de 2011, se generaron algunos temas de análisis del Comité de Estrategia e Inversiones de Petróleos Mexicanos, en particular la incorporación de un Objetivo Estratégico de Internacionalización y sus correspondientes estrategias en el Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos, así como un mecanismo para asegurar la alineación estratégica de las filiales con el Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y de los Organismos Subsidiarios.

Las estrategias relacionadas con este objetivo deberán atender, en el contexto de creación de valor para la sociedad mexicana y para el organismo, al menos las siguientes prioridades: seguridad en el suministro; desarrollo y transferencia tecnológicos; desarrollo de capacidades del recurso humano y excelencia operativa.

Este objetivo y las estrategias que le dan contenido, deberán ser desarrolladas para ser integradas en el Plan de Negocios y consecuentemente, como parte del proceso de revisión y actualización anual del Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos, deberá ser presentado para revisión del Comité de Estrategia e Inversiones y posterior aprobación del Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos en mayo de cada año.

Derivado de lo anterior, en la sesión extraordinaria 839 del Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos, se analizaron los temas mencionados y dicho Consejo aprobó, con la opinión favorable de su Comité de Estrategia e Inversiones, incluir a partir del Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y de sus Organismos Subsidiarios, un objetivo estratégico transversal de apoyo a sus otros objetivos, relativo a temas internacionales con sus correspondientes estrategias de despliegue.

Por cuanto hace a la alineación de la estrategia de PMI con la estrategia de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios, las estrategias de PMI apoyan el logro de las líneas de acción de "eficiencia operativa"; "crecimiento" y "responsabilidad corporativa", de conformidad con lo que se muestra en la siguiente lámina:

El Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos se enfoca en 4 líneas de acción



Las estrategias de PMI apoyan el logro de las líneas de acción de “Eficiencia Operativa”, “Crecimiento” y “Responsabilidad Corporativa”

Crudo

- Maximizar el valor de las exportaciones de crudo.
- Proveer flexibilidad a las operaciones de Pemex.

Refinados

- Mantener posiciones de almacenamiento.
- buscar opciones adicionales para el almacenamiento y transporte de productos en la zona fronteriza.

Administración

- Promover un mayor control integral de riesgos.

ANEXO 1

EMPRESAS SUBSIDIARIAS, VEHÍCULOS FINANCIEROS Y FIDEICOMISOS DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y SUS ORGANISMOS SUBSIDIARIOS

EMPRESA	% PARTICIPACIÓN*
FILIALES DE PETRÓLEOS MEXICANOS	
P.M.I. Comercio Internacional, S. A. de C. V.	98.33
P.M.I. Trading Limited	48.51
	51.49 Ind
P.M.I. Holdings North America, Inc.	100.00 Ind
P.M.I. Holdings Petróleos España, S.L.	100.00
P.M.I. Holdings B.V.	100.00
P.M.I. Norteamérica, S. A. de C. V.	100.00 Ind
Kot Insurance Company, A. G.	100.00
Integrated Trade Systems, Inc.	100.00
P.M.I. Services B.V.	100.00 Ind
Pemex Internacional España, S. A.	100.00 Ind
Pemex Services Europe, Ltd.	100.00 Ind
P.M.I. Services North America, Inc.	100.00 Ind
Instalaciones Inmobiliarias para Industrias, S. A. de C. V. ^{1/}	100.00
I. I. I. Servicios, S. A. de C. V.	0.02
	99.98 Ind
Mexpetrol, S. A. de C. V.	32.54
Deer Park Refining Limited, Partnership	50.00 Ind
Servicios Aéreos Especializados Mexicanos, S. A. de C. V.	49.00
Unión de Crédito de la Industria de la Construcción, S. A. de C. V.	3.85
Unión de Crédito de Distribuidores de Combustibles y Lubricantes, S.A. de C.V.	5.00
Repsol YPF, S. A.	4.81
	4.68 Ind
Texas Frontera, LLC	50.00 Ind
Frontera Brownsville, LLC	50.00 Ind
P.M.I. Field Management Resources, S.L.	100.00 Ind
P.M.I. Campos Maduros SANMA, S. de R.L. de C.V.	100.00 Ind
FILIALES DE PEMEX-GAS Y PETROQUÍMICA BÁSICA	
Gasoductos de Chihuahua, S. de R. L. de C. V.	50.00
Gasoductos de Tamaulipas, S. de R. L. de C. V.	50.00 Ind
Gasoductos Servicios, S. de R. L. de C. V.	50.00 Ind
Transportadora del Norte, S. de R. L. de C. V.	50.00 Ind
TDF, S. de R. L. de C. V.	50.00 Ind
CH4 Energía, S. A. de C. V.	50.00
Mex Gas Internacional, Limited	100.00
MGI Supply, Limited	100.00 Ind
MGI Trading, Limited	100.00 Ind
MGI Enterprises, Limited	100.00 Ind
Pasco International, Limited	100.00
Pasco Terminals, Inc.	100.00 Ind
Pan American Sulphur Company, Limited	100.00
Terrenos para Industrias, S. A. ^{2/}	100.00
FILIALES DE PEMEX-EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN	
Compañía Mexicana de Exploraciones, S. A. de C.V.	60.00
Administración Portuaria Integral de Dos Bocas, S. A. de C. V.	40.00
P.M.I. Marine, Limited	100.00
FILIALES DE PEMEX-REFINACIÓN	
Mexicana de Lubricantes, S. A. de C. V.	46.85
FILIALES DE PEMEX-PETROQUÍMICA	
P.M.I. Petroquímica, S. A. de C. V.	50.00

*Redondeado a dos decimales

^{1/} Participación accionaria de Pemex del 99.999% y el resto I.I.I. Servicios, S.A. de C.V.

^{2/} Participación accionaria de Pemex del 99.999% y el resto un tercero

Ind= Porcentaje de participación accionaria indirecta

ANEXO 2

DICTAMEN DEL AUDITOR EXTERNO A LOS ESTADOS FINANCIEROS 2011-2010 DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y SUS ORGANISMOS SUBSIDIARIOS, BAJO NORMAS GUBERNAMENTALES



KPMG Cárdenas Dosal
Manuel Avila Camacho 176 P 1
Col. Reforma Social
11650 México, D.F.

Teléfono: + 01 (55) 52 46 83 00
Fax: + 01 (55) 55 20 27 51
kpmg.com.mx

Informe de los Auditores Independientes

Al H. Consejo de Administración de
Petróleos Mexicanos:

Hemos examinado los estados de situación financiera consolidados de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios al 31 de diciembre de 2011 y 2010, y los estados consolidados de resultados, de variaciones en el patrimonio y de flujos de efectivo que les son relativos, por los años terminados en esas fechas. Dichos estados financieros son responsabilidad de la administración de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios. Nuestra responsabilidad consiste en expresar una opinión sobre los mismos, con base en nuestras auditorías.

Nuestros exámenes fueron realizados de acuerdo con las normas de auditoría generalmente aceptadas en México, las cuales requieren que la auditoría sea planeada y realizada de tal manera que permita obtener una seguridad razonable de que los estados financieros consolidados no contienen errores importantes y de que están preparados de acuerdo 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 NG 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. La auditoría consiste en el examen, con base en pruebas selectivas, de la evidencia que respalda las cifras y revelaciones en los estados financieros; asimismo, incluye la evaluación de las prácticas contables utilizadas, de las estimaciones significativas efectuadas por la administración y de la presentación de los estados financieros tomados en su conjunto. Consideramos que nuestros exámenes proporcionan una base razonable para sustentar nuestra opinión.

Como se menciona en la nota 3(a) y (c), los estados financieros consolidados que se acompañan fueron preparados para cumplir con las disposiciones de la SHCP, y con lo dispuesto por la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal y la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria, para ser utilizados en la formulación e integración de la Cuenta de la Hacienda Pública Federal, por lo que únicamente incluyen los estados financieros de Petróleos Mexicanos y los de sus Organismos. Por separado la Administración de Petróleos Mexicanos prepara estados financieros consolidados de conformidad con las Normas de Información Financiera ("NIF") emitidas por el Consejo Mexicano para la Investigación y Desarrollo de Normas de Información Financiera A. C., con sus Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias.

(Continúa)

KPMG Cárdenas Dosal, S.C. la firma Mexicana afiliada
a KPMG International Cooperative ("KPMG Internacional"),
una entidad Suiza.

Agascalientes, Ags.
Cancún, Q. Roo.
Ciudad Juárez, Chih.
Culiacán, Sin.
Chihuahua, Chih.
Guadalupe, Jal.
Hermosillo, Son.
Mérida, Yuc.
Mexicali, B.C.

México, D.F.
Monterrey, N.L.
Puebla, Pue.
Querétaro, Qro.
Reynosa, Tamps.
Saltillo, Coah.
San Luis Potosí, S.L.P.
Tijuana, B.C.

Como se indica en la nota 3(a) a los estados financieros consolidados, los requerimientos de información financiera para Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios están reglamentados por la SHCP, que regula el registro contable de las transacciones. En la nota (aa) se señalan las principales diferencias entre las prácticas contables establecidas por la SHCP (NEIFGSP) y las NIF.

Como se menciona en la nota 8 a los estados financieros consolidados Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios realiza operaciones importantes con Compañías Subsidiarias no consolidadas.

En nuestra opinión, los estados financieros consolidados antes mencionados presentan razonablemente, en todos los aspectos importantes y para el propósito indicado en el tercer párrafo, la situación financiera consolidada de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios al 31 de diciembre de 2011 y 2010 y los resultados consolidados de sus operaciones, las variaciones en el patrimonio y los flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas, de conformidad con las prácticas contables emitidas para entidades paraestatales establecidas por la SHCP (NEIFGSP), y con lo dispuesto por la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal y la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria.

KPMG CARDENAS DOSAL, S. C.



C.P.C. Eduardo Palomino Pedroza

22 de febrero de 2012.

ANEXO 3

INFORMACIÓN APROBADA POR LOS CONSEJOS DE
ADMINISTRACIÓN DE: PEMEX-EXPLORACIÓN Y
PRODUCCIÓN, PEMEX-REFINACIÓN, PEMEX-GAS Y
PETROQUÍMICA BÁSICA Y PEMEX-PETROQUÍMICA

**Aportación de Pemex-Exploración y Producción
en cumplimiento al Artículo 86
del Reglamento de la Ley de Petróleos Mexicanos**

Marzo 2012

***Consejo de Administración de
PEMEX-Exploración y Producción***

Sesión 145 Extraordinaria

Febrero 21, 2012

Contenido

I.	Orden del día	I-1
II.	Informe a que se Refiere el Artículo 86 del Reglamento de la Ley de Petróleos Mexicanos	II-1
1.	Resultados operativos	II-2
a.	Principales políticas y líneas de acción seguidas para la consecución de los objetivos	II-3
b.	Exploración	II-10
c.	Producción	II-27
d.	Mercado interno y a terminales de exportación	II-41
e.	Comportamiento del mercado petrolero internacional	II-54
f.	Mantenimiento	II-61
g.	Seguridad industrial y protección ambiental	II-68
2.	Inversiones	II-127
a.	Ejecución del presupuesto de inversión	II-128
b.	Ejecución del presupuesto de operación	II-133
c.	Principales proyectos de inversión	II-137
3.	Utilización y eficiencia energética en PEP	II-156

I. ORDEN DEL DÍA

A continuación se presenta a consideración del Consejo de Administración de PEMEX-Exploración y Producción, el proyecto de orden del día para la sesión extraordinaria 145.

- I. Orden del día
- II. Informe a que se refiere el Artículo 86 del Reglamento de la Ley de Petróleos Mexicanos

Con base en lo anterior, se somete a consideración del Consejo de Administración de PEMEX-Exploración y Producción esta propuesta.

A c u e r d o

El Consejo de Administración aprueba el siguiente orden del día:

- I. Orden del día
- II. Informe a que se refiere el Artículo 86 del Reglamento de la Ley de Petróleos Mexicanos

II. INFORME A QUE SE REFIERE EL ARTÍCULO 86 DEL REGLAMENTO DE LA LEY DE PETRÓLEOS MEXICANOS

Para dar cumplimiento al Artículo 86, párrafo segundo, del Reglamento de la Ley de Petróleos Mexicanos, el Director General de PEMEX-Exploración y Producción presenta el siguiente Informe Anual 2011 al Consejo de Administración del Organismo.

1. Resultados operativos

a. Principales políticas y líneas de acción seguidas para la consecución de los objetivos

Contexto

PEMEX-Exploración y Producción (PEP) es un Organismo Subsidiario de Petróleos Mexicanos, constituido en 1992 con fines productivos, de carácter técnico, industrial y comercial, con personalidad jurídica y patrimonios propios, cuyo objetivo es llevar a cabo la exploración y la explotación que en exclusiva le corresponde al Estado, en el área estratégica del petróleo, así como realizar las actividades de transporte, almacenamiento, distribución y comercialización de sus productos. PEP es dirigido y administrado por un Consejo de Administración y un Director General.

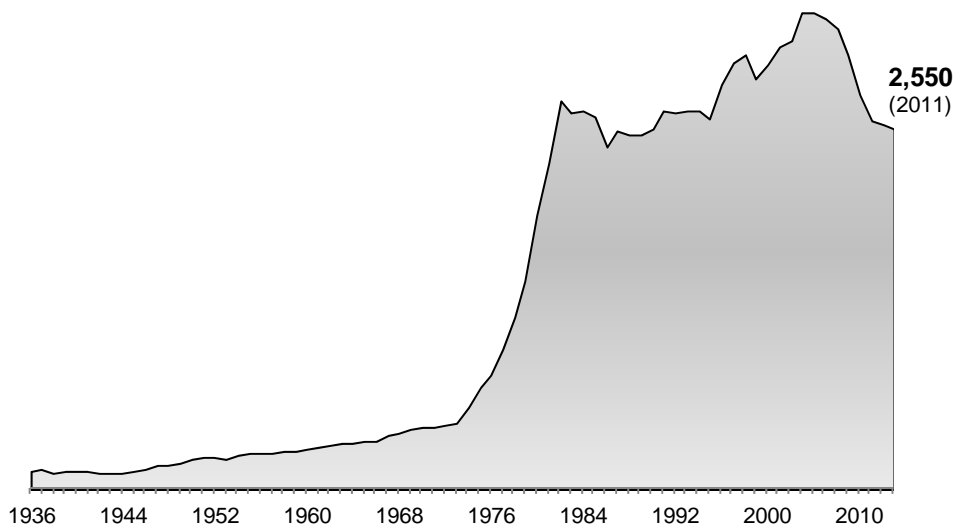
A partir de 1997 y hasta el 2002 se autorizaron proyectos de inversión bajo el esquema Pidiregas, lo cual significaba dotar a estos proyectos de la suficiencia presupuestal necesaria para su ejecución, respondiendo a las necesidades crecientes de la demanda interna de hidrocarburos, así como mantener la participación de México en el mercado internacional de crudo y maximizar la renta económica derivada del valor de los hidrocarburos.

De esta manera, durante 2004 PEMEX-Exploración y Producción alcanzó el máximo histórico para México en producción de crudo total con 3 millones 383 mil barriles por día, y en 2010 la máxima producción de crudos ligeros con 1 millón 154 mil barriles por día.

En los últimos 5 años, la producción de petróleo crudo presenta una reducción a una tasa anual de 5.7 por ciento, al pasar de 3 millones 256 mil barriles diarios en 2006 a 2 millones 576 mil barriles diarios en 2010. Sin embargo, las diferencias de producción entre los años 2010 y 2011 modifican la tendencia observada entre los años 2006 y 2009, con una disminución sostenida de solamente 1.0 por ciento, equivalentes a 26 mil barriles diarios respecto del año anterior. Este comportamiento está sustentado en el incremento de producción de proyectos sustantivos como Ku-Maloob-Zaap, Delta del Grijalva, Yaxché, Ixtal-Manik, Ogarrío-Magallanes y Aceite Terciario del Golfo, así como por la atenuación en la tendencia declinante del campo Akal en Cantarell.

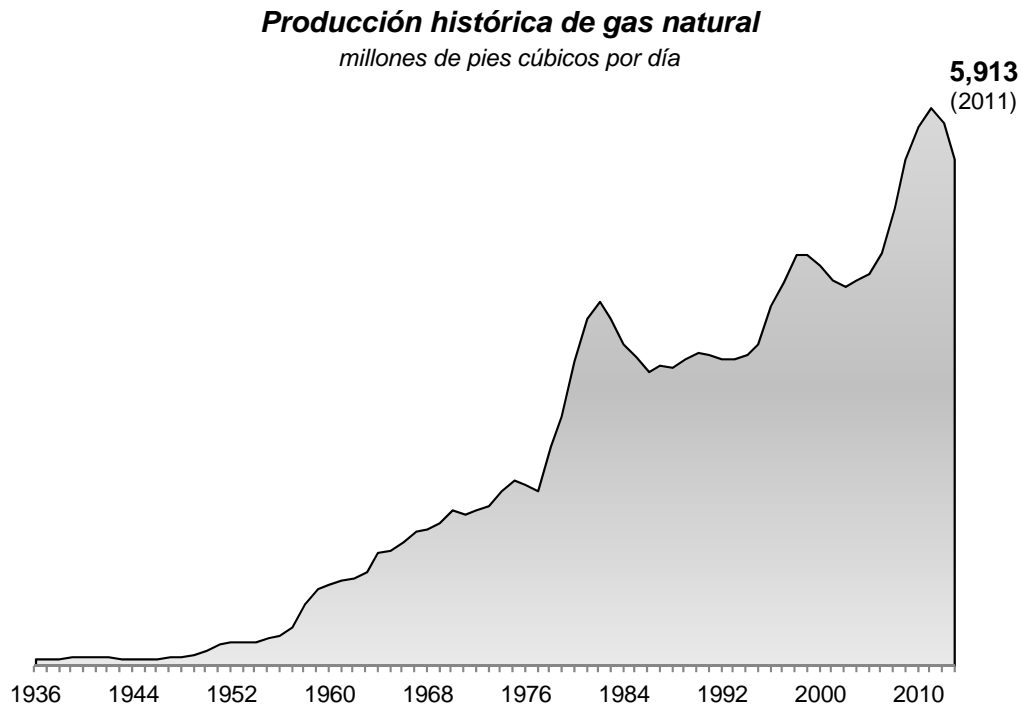
Producción histórica de crudo

miles de barriles diarios



De igual manera, en los últimos años se marcó una tendencia creciente en los niveles de producción de gas natural, sin incluir nitrógeno, obteniéndose en 2010 un máximo histórico anual de 6 mil 534 millones de pies cúbicos por día. No obstante, a partir de 2010

se presenta una disminución, originada principalmente por una menor extracción de hidrocarburos de la zona de transición en Cantarell y la declinación natural de la producción en los proyectos Burgos y Veracruz de la Región Norte.



Nota: No incluye nitrógeno

Perfil estratégico de PEP

Reorganización de PEMEX-Exploración y Producción

El Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios 2010-2024 contiene cuatro líneas de acción para maximizar el valor económico de la empresa en forma sustentable: Eficiencia, Crecimiento, Responsabilidad Corporativa y Modernización de la Gestión.

Para lograr las metas al 2024, la estrategia de PEMEX-Exploración y Producción está diseñada para enfrentar seis retos específicos agrupados en tres temas:

Reservas

1. Incrementar el ritmo de reposición de las reservas
2. Aumentar el porcentaje de éxito exploratorio

Campos existentes

3. Elevar el factor de recuperación
4. Reducir la tasa de declinación de la producción
5. Reducir costos

Nuevos campos:

6. Acelerar el desarrollo de nueva producción

Para poder cumplir con sus objetivos, retos e iniciativas estratégicas, se identificaron en la organización actual oportunidades de mejora en 4 temas:

- Fortalecer el enfoque en proyectos, iniciativas y funciones prioritarias
- Asegurar la calidad técnica de los proyectos
- Mejorar la eficiencia en la asignación y el uso de recursos
- Aumentar la flexibilidad para desplegar recursos a proyectos e iniciativas prioritarias

Con base en lo anterior, durante su sesión ordinaria 141 celebrada el 23 de junio de 2011, PEMEX-Exploración y Producción presentó a su Consejo de Administración el proyecto de modificación a su estructura básica, misma que fue aprobada mediante el acuerdo CAPEP-054/2011.

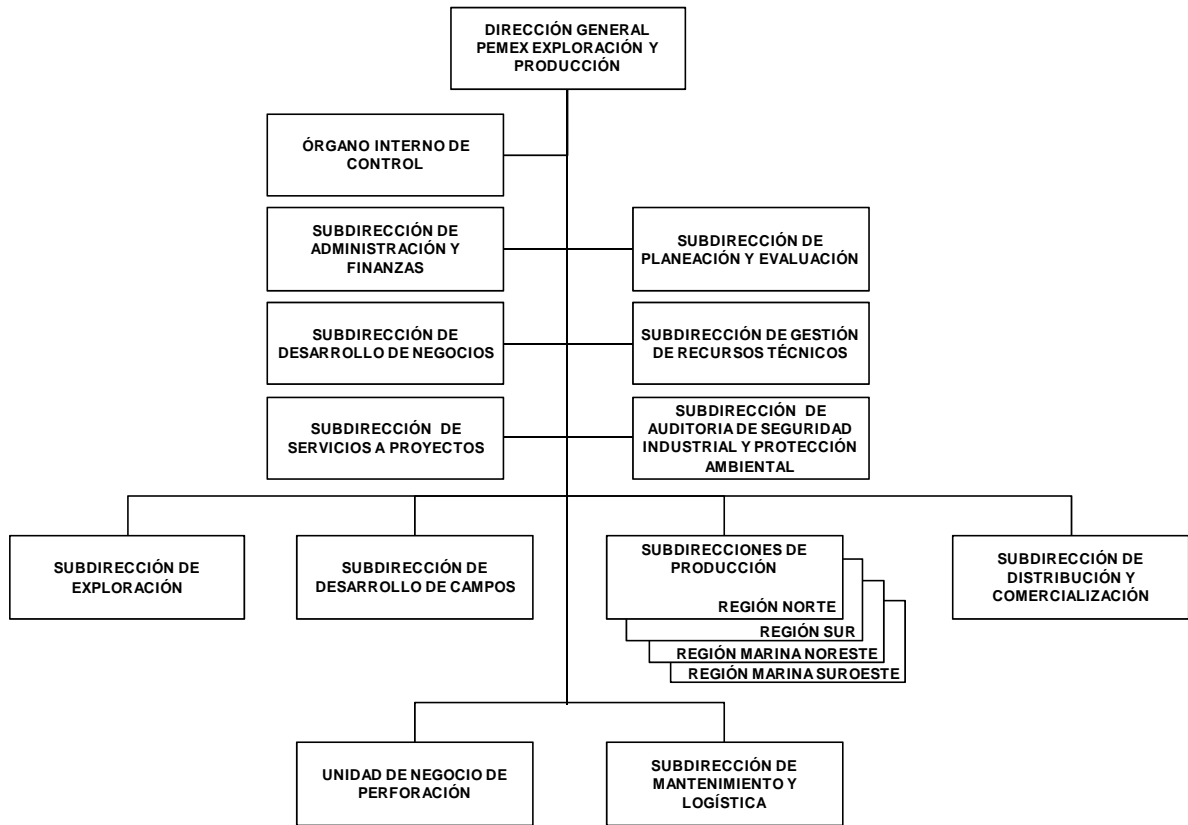
La reorganización del Organismo, permitirá aprovechar las oportunidades significativas de mejora para los siguientes años. Para tal efecto, se identificaron 4 líneas de acción, directamente relacionadas con las oportunidades de mejora:

- Fortalecer el enfoque en proyectos, iniciativas y funciones prioritarias, con el propósito de concentrar las actividades de las Regiones/Activos para maximizar el factor de recuperación, minimizar la tasa de declinación y reducir los costos de desarrollo y operación
- Asegurar la calidad técnica de los proyectos a lo largo de la cadena de valor, con el objetivo de clarificar la responsabilidad sobre la calidad técnica de los proyectos entre las Regiones/Activos y las áreas técnicas, cerrar la brecha en capacidades y habilidades técnicas, y unificar los estándares de documentación de proyectos e iniciativas
- Mejorar la eficiencia en la asignación y uso de recursos con el propósito de clarificar la responsabilidad sobre las funciones de estrategia, planeación y seguimiento a la ejecución, eliminar la ambigüedad en la definición y entrega de servicios de las áreas de soporte y consolidar la ingeniería y el diseño de pozos e instalaciones en los Activos y proyectos
- Aumentar la flexibilidad para desplegar recursos a proyectos e iniciativas prioritarias, con la finalidad de asegurar los procesos y reglas para (re)asignar recursos entre proyectos e iniciativas

La nueva filosofía organizacional implementada por PEMEX-Exploración y Producción implica:

- ✓ Enfocar a las regiones en unidades de producción que tienen como objetivo maximizar el factor de recuperación, minimizar la declinación y reducir costos de extracción de las reservas desarrolladas
- ✓ Centralizar las actividades de exploración con el objetivo de descubrir nuevas reservas
- ✓ La Subdirección de Desarrollo de Campos tiene como objetivo fundamental el desarrollo de las reservas no desarrolladas, reduciendo plazos
- ✓ La Subdirección de Servicios a Proyectos atiende las necesidades de los cuatro ejes fundamentales de actividad sustantiva
- ✓ La Subdirección de Gestión de Recursos Técnicos administra los recursos humanos técnicos y las tecnologías
- ✓ Las funciones de administración y finanzas continúan centralizadas en la Subdirección de Administración y Finanzas, de acuerdo a lineamientos de Petróleos Mexicanos
- ✓ Las funciones de mantenimiento y logística que tenían las subdirecciones regionales, se centralizan en la Unidad de Mantenimiento y Logística, que junto con la Unidad de Perforación constituyen dos brazos ejecutores de la Organización

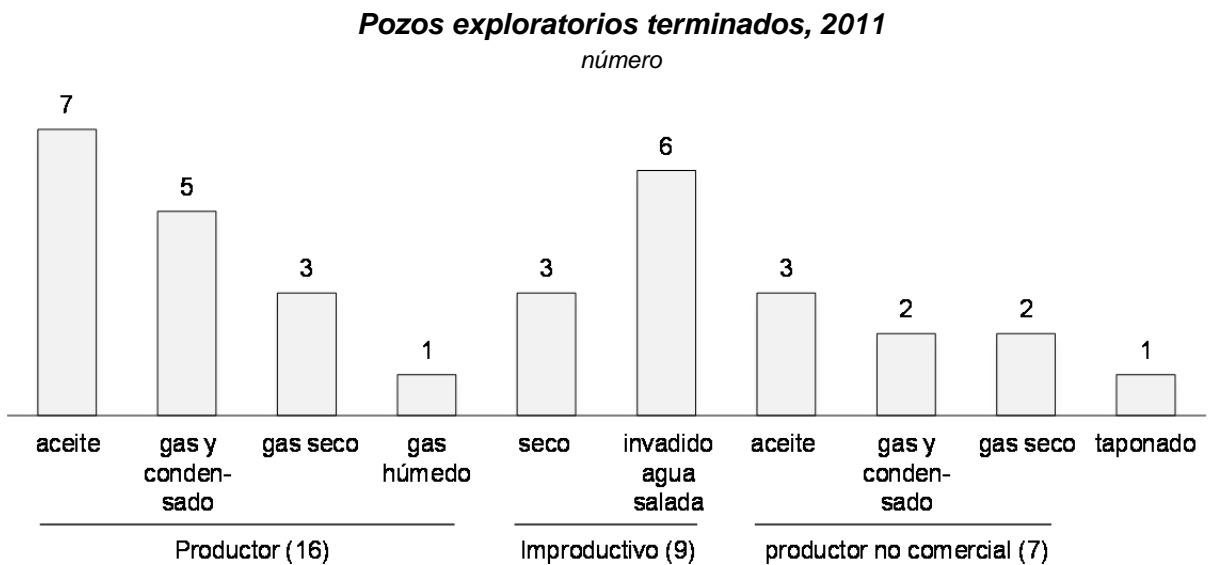
Nueva estructura de organización macro de PEMEX-Exploración y Producción



b. Exploración

Durante el 2011 se terminaron 33 pozos exploratorios, correspondiendo 3 a la evaluación del potencial petrolero, 2 a la delimitación de yacimientos y 28 a la incorporación de reservas.

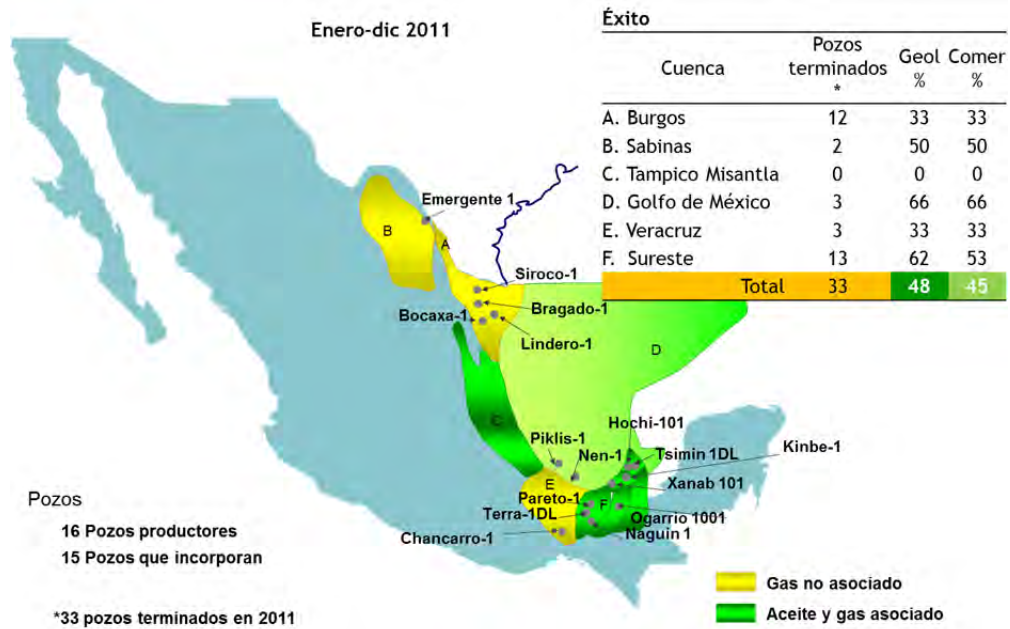
Con base en los resultados obtenidos: 16 fueron productores, 9 improductivos, 7 productores no comerciales y 1 taponado por columna geológica imprevista, lo que representa un éxito exploratorio geológico¹ de 48 por ciento y un éxito comercial de 45 por ciento.



En el siguiente mapa se muestra la ubicación de las cuencas petroleras con el número de pozos exitosos terminados durante el periodo, así como el porcentaje de éxito respectivo:

¹ El éxito exploratorio geológico se define como el cociente que resulta de dividir el número de pozos exploratorios terminados entre el número de pozos exploratorios total.

Porcentaje de éxito exploratorio geológico y comercial



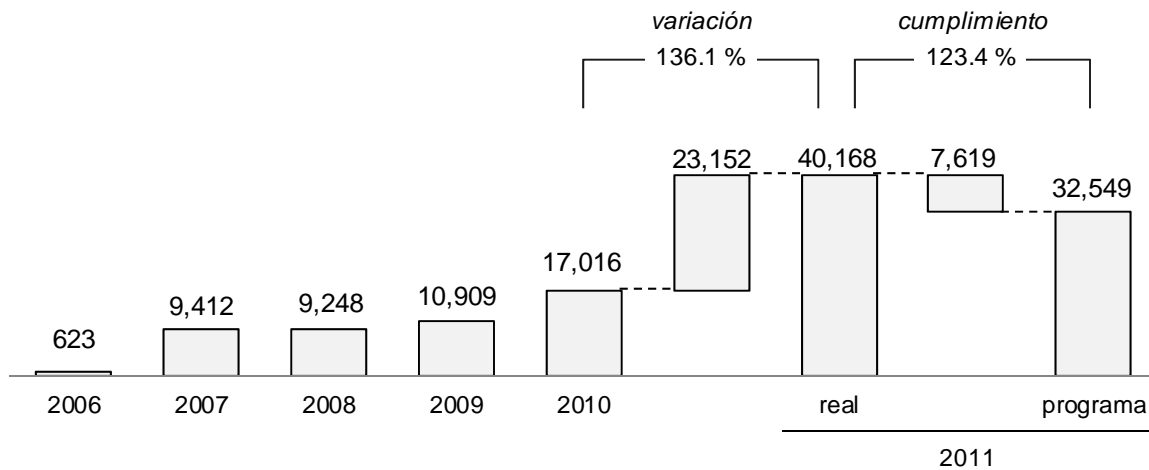
Con objeto de documentar, transparentar y evaluar los resultados en la actividad exploratoria, a continuación se detallan los aspectos sustantivos en los diferentes proyectos, conforme a las etapas del proceso exploratorio: evaluación del potencial petrolero, incorporación de reservas y delimitación de yacimientos.

i. Evaluación del potencial petrolero

Durante 2011 las actividades realizadas en la evaluación del potencial petrolero se efectuaron en los proyectos Área Perdido, Golfo de México B, Golfo de México Sur y Cuichapa y consistieron en la adquisición de 40 mil 168 kilómetros cuadrados de sísmica 3D y la terminación de 3 pozos.

La sismología 3D tuvo un avance de 40 mil 168 kilómetros cuadrados, lo que representa una variación de 136.1 por ciento respecto al mismo periodo del año anterior y un cumplimiento de 123.4 por ciento respecto al programa.

Sísmica tridimensional en evaluación de potencial petrolero, enero-diciembre
kilómetros cuadrados



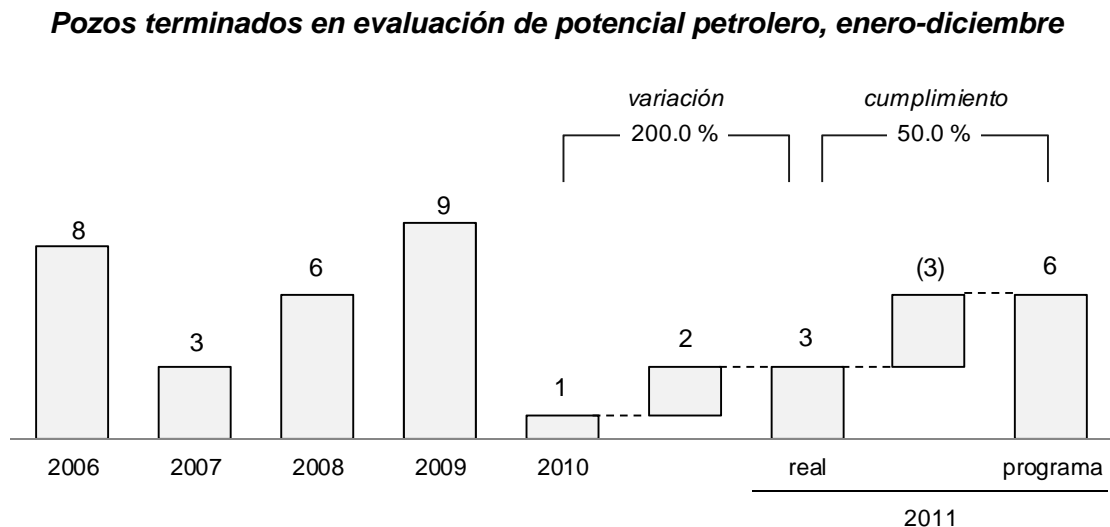
La adquisición de la sísmica 3D a nivel proyecto se muestra a continuación:

Adquisición de sísmica 3D en evaluación de potencial petrolero, 2011
kilómetros cuadrados

Cuenca/Proyecto	Estudio	POT-I	Real	cumplimiento (%)
Total		32,549	40,168	123
Golfo de México Profundo		32,549	39,892	123
Área Perdido	Centauro 3D	13,740	16,050	117
Golfo de México B		5,369	5,411	101
	Ixic 3D	2,980	2,980	100
	Yoka - Butub	2,389	2,431	102
Golfo de México Sur		13,440	18,431	137
	Centauro 3D	---	3,913	---
	Ixic 3D	---	2,023	---
	Tzumat 3D	13,440	12,495	93
Sureste		---	276	---
Cuichapa	Tepetate NW	---	276	---

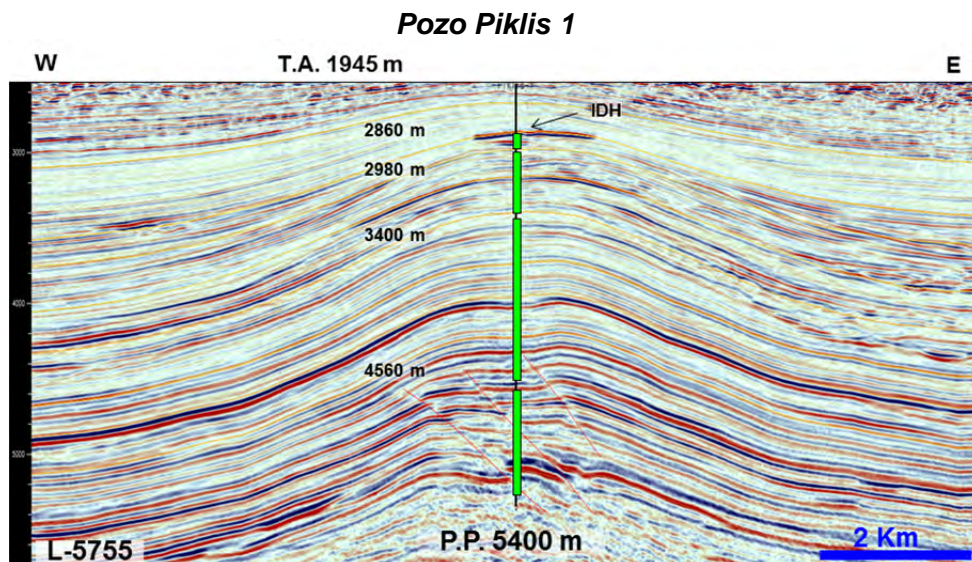
Pozos terminados

Durante 2011 se terminaron 3 pozos, 2 productores y 1 taponado por columna geológica imprevista, con respecto al programa se tiene un cumplimiento de 50 por ciento, originado por el cambio de estrategia dando prioridad al proceso de incorporación de reservas en las cuencas del sureste.



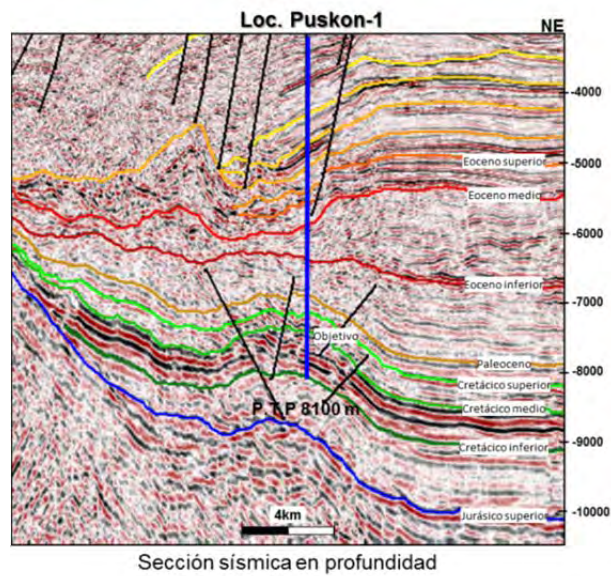
Las características de los pozos terminados se presentan a continuación:

En la plataforma Centenario, se terminó el pozo Piklis 1 a una profundidad de 5 mil 431 metros resultando productor de gas y condensado, lo anterior representa una oportunidad para el desarrollo de esta área.



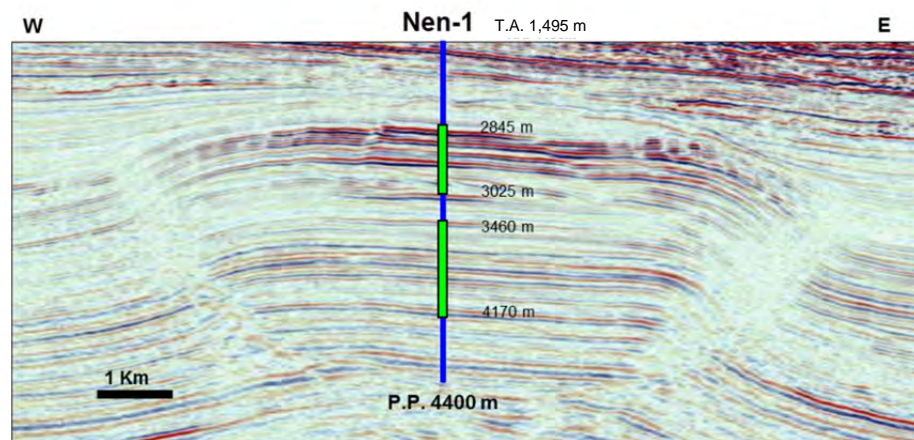
En el proyecto Golfo de México Sur se concluyó la perforación del pozo Puskón-1 en un tirante de agua de 622 metros, que tuvo como objetivo sondear estratigráficamente el subsuelo buscando probar la existencia del play hipotético Cretácico Tamabra Marino a 8 mil 100 metros de profundidad y confirmar el funcionamiento de un sistema petrolero productor de aceite ligero. Este pozo no pudo llegar a su objetivo por columna geológica imprevista por lo que se tuvo que taponar.

Pozo Puskón 1



Con la plataforma Centenario se concluyó la perforación del pozo Nen-1 en un tirante de agua de 1 mil 495 metros, cuyo objetivo fue evaluar los canales y abanicos submarinos del Mioceno Superior y Mioceno inferior a una profundidad de 4 mil 400 metros, resultando productor de gas seco.

Pozo Nen 1



En el segundo trimestre de 2011 arribaron las plataformas de perforación Bicentenario y Sea Dragon, con las cuales se inició la perforación de los pozos Talipau-1 y Hux-1, respectivamente.

Actividad en proyectos con tirantes mayores a 500 metros

La actividad en Aguas Profundas se desarrolla en los mismos proyectos descritos en la proceso de evaluación del potencial petrolero, es decir: proyecto Área Perdido, Golfo de México B y Golfo de México Sur, ubicados en la Cuenca del Golfo de México Profundo.

ii. Incorporación de reservas

Los proyectos en los que se realizaron actividades de incorporación de reservas son: Burgos-Sabinas, Cosamaloapan, Comalcalco, Juliva, Simojovel, Cuichapa, Campeche Poniente, Litoral de Tabasco Marino, Papaloapan B y Cosamaloapan.

Actividades en incorporación de reservas, 2011

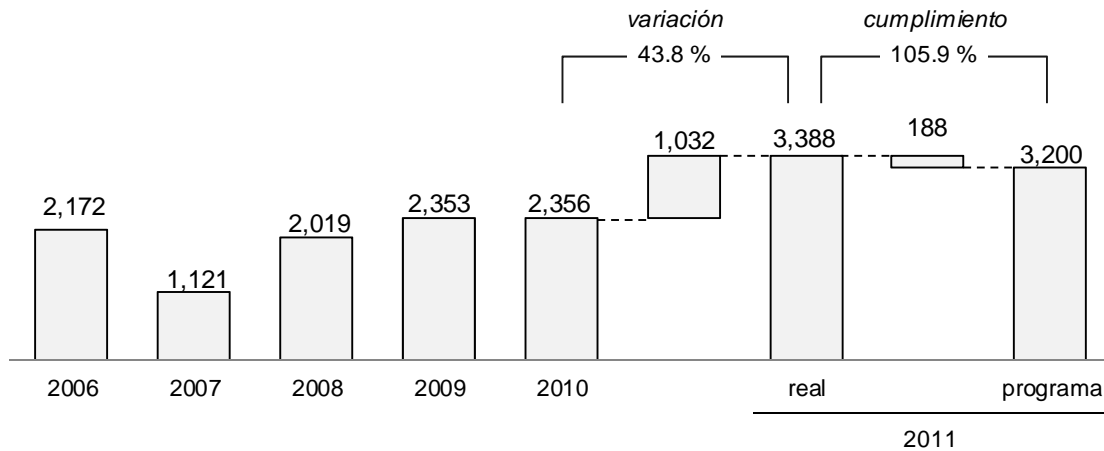
Cuenca	Sísmica 2D km	Sísmica 3D km²	Pozos terminados número
Total	3,388	4,120	28
Burgos-Sabinas	2,467	35	14
Tampico-Misantla	383	1,040	--
Veracruz	538	1,241	3
Sureste	--	1,804	11

Adquisición sísmica

Sísmica 2D

La meta consideró la adquisición de 3 mil 200 kilómetros de sísmica 2D, registrando un avance de 3 mil 388 kilómetros, lo que se traduce en un incremento de 43.8 por ciento, respecto al mismo periodo del año anterior, y un cumplimiento del 105.9 por ciento respecto al programa.

Sísmica bidimensional en incorporación de reservas, enero - diciembre
kilómetros



El detalle a nivel proyecto de la adquisición de la sísmica bidimensional, se muestra a continuación:

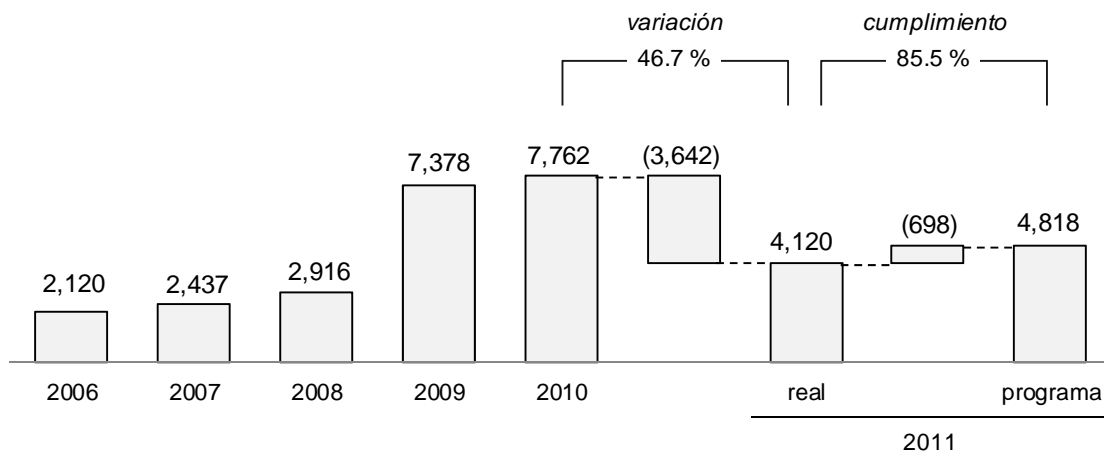
Adquisición de sísmica 2D en incorporación de reservas, 2011
kilómetros

Cuenca/Proyecto	Estudio	POT-I	Real	cumplimiento (%)
Total		3,200	3,388	106
Burgos Sabinas		2,300	2,467	107
Burgos	Perla 2D	1,312	470	36
	Piedras Negras	988	1,639	166
	Sabina 2D	---	358	---
Tampico-Misantla		900	383	43
Poza Rica – Altamira	Altamira 2D	450	---	---
	Tamaulipas	450	---	---
	Constituciones 2D	---	---	---
	Ebano Norte	---	383	---
Veracruz		---	538	---
Veracruz	Loma Bonita-Ixcatlán	---	509	---
	Angistura 2D 3C	---	14	---
	Tres Higueras 2D 3C	---	15	---

Sísmica 3D

La adquisición de sísmología 3D tuvo un avance de 4 mil 120 kilómetros cuadrados, lo que representa una variación de 46.7 por ciento respecto al mismo periodo del año anterior y un cumplimiento de 85.5 por ciento respecto a la meta establecida.

Sísmica tridimensional en incorporación de reservas, enero - diciembre kilómetros cuadrados



El detalle a nivel proyecto de la adquisición de la sísmica tridimensional, se muestra a continuación:

Adquisición de sísmica 3D en incorporación de reservas, 2011 kilómetros cuadrados

Cuenca/Proyecto	Estudio	POT-I	Real	cumplimiento (%)
Total		4,818	4,120	86
Burgos Sabinas		309	35	11
Burgos	San luis	309	35	11
Sureste		2,047	1,804	88
Comalcalco	Remero Cocal 3D Terrestre	280	---	---
Crudo Ligero	Tsimin-Tojual 3D TZ	702	515	73
Marino				
Cuichapa	Tepetate NW El Plan Los Soldados 3D	465	---	---

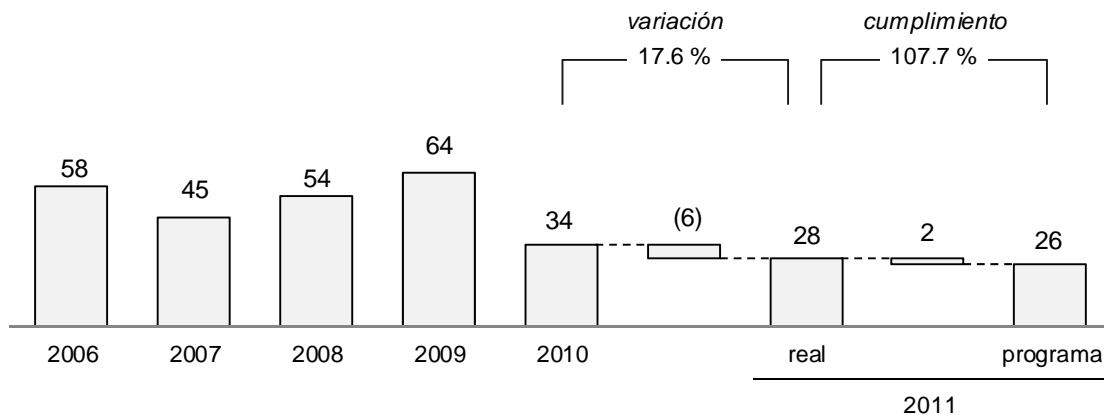
Cuenca/Proyecto	Estudio	POT-I	Real	cumplimiento (%)
Julivá	Cobo 3D Ampliación	211	635	301
Litoral de Tabasco Terrestre	Tojual 3D Transicional	105	---	---
Macuspana	Cobo 3D Ampliación	284	---	---
Simojovel	Tacotalpa 3D	---	465	---
Malpaso	Tepetate NW	---	189	---
Tampico Misantla		1,229	1,040	85
Poza Rica Altamira		1,229	1,040	85
	Cubo Sísmico Altamira 3D	140	---	---
	Furbero - P Alemán - Remolino	689	998	145
	Tres Hermanos 3D Norte Sector 1	---	400	---
	Tres Hermanos 3D Norte	---	41	---
Veracruz		1,233	1,241	86
Veracruz	Mata Verde 3D	695	895	129
	Loma Bonita-ixcatlan	538	346	64

Pozos exploratorios

Se terminaron 28 pozos exploratorios, 12 productores y 16 improductivos, lo que representa un cumplimiento de 107.7 por ciento respecto a la meta.

Pozos terminados en incorporación de reservas, enero - diciembre

número



A continuación se presentan los resultados de los pozos exploratorios terminados del proceso de incorporación de reservas:

Pozos terminados productores en incorporación de reservas, 2011

Cuenca	Pozo	Localización	Formación productora	Profundidad en metros			Producción inicial		
				perforación	intervalo productor		gas mmpcd	condensado bpd	crudo bpd
					de	a			
Sabinas	Emergente-1	Ubicado en el municipio de Hidalgo Coahuila	Cretácico	4,071	3,618	3,670	2.9		
Sureste	Pareto-1	Ubicado en el municipio de Paraíso Tabasco	Jurásico	7,130	6,100	7,130	8.0		3,703
Sureste	Ogarrio-1001	Ubicado en el municipio de Huimanguillo Tabasco	Terciario	5,401	3,581	3,596	0.11		84
Burgos	Bragado	Ubicado en el municipio de China Nuevo León	Terciario	2,905	1,406	1,416	1.60	41	
Burgos	Lindero-1	Ubicado en el municipio de San Fernando Tamaulipas	Terciario	3,309	1,987	1,996	2.84	49	
Burgos	Siroco-1	Ubicado en el municipio de Díaz Ordaz Tamaulipas	Terciario	3,404	2,205	2,215	2.05	47	
Burgos	Bocaxa-1	Gustavo Díaz Ordaz	Terciario	3,031	1,950	1,960	1.461	144	
Veracruz	Chancarro-1	Ubicado en el municipio de Juan Rodríguez Clara Veracruz	Terciario		1,879	1,889	6.147		
Sureste	Naguin-1	Ubicado en el municipio de Cunduacán Tabasco	Jurásico	6,356	6,235	6,272	0.6		650
Sureste	Kinbe-1	Aguas territoriales del Golfo de México	Jurásico	6,230	5,683	5,730		9.07	5,679
Sureste	Hokchi-101	Aguas territoriales del Golfo de México	Terciario	2,565	2,498	2,510	1.1		2,453
Sureste	Xanab-101	Aguas territoriales del Golfo de México	Cretácico	6,880	6,015	6,075	2.55		3,786

Pozos terminados improductivos en incorporación de reservas, 2011

Cuenca	Pozo	Localización	Formación productora	Profundidad en metros		
				perforación	intervalo probado	
					de	a
Burgos	Maizal-1	En el municipio de Reynosa Tamaulipas	Terciario	3,500	2,645	2,665
Burgos	Pichichil-1	En el municipio de Reynosa Tamaulipas	Terciario	3,103	2,922	2,935
Sureste	Cacho López-1001	Ubicado en el municipio de Juárez Chiapas	Cretácico	6,519	4,447	4,457
Sureste	Baxale-1	Aguas territoriales del Golfo de México	Jurásico	4,261	4,040	4,125
Burgos	Sauteña-1	Ubicado en el municipio de Río Bravo Tamaulipas	Terciario	3,400	3,305	3320
Burgos	Croto-1	Ubicado en el municipio de Camargo Tamaulipas	Terciario	1,303	1,070	1,075
Burgos	Pujal-1	Ubicado en el municipio de General Bravo Nuevo León	Terciario	2,430	2,045	2,050
Burgos	Atacama-1	Bicado en el municipio de San Fernando Tamaulipas	Terciario	4,212		
Burgos	Jornalero-1	Ubicado en el municipio de Díaz Ordaz Tamaulipas	Terciario	3,205	2,701	2,707
Burgos	Avispón-1	Ubicado en el municipio de Méndez Tamaulipas	Terciario	3,090	2,181	2,192
Sureste	Kab-301	Ubicado en aguas territoriales del Golfo de México	Jurásico	6,430	5,375	5,430
Veracruz	Pretil-1	Ubicado en Santiago Tuxtla Veracruz	Terciario	2,098		
Burgos	Nativo-1	Ubicado en San Buenaventura Coahuila	Terciario	1,730	1,472	1,730
Veracruz	Zunuc-1	Hueyapan de Ocampo Veracruz	Terciario	2,196		
Sureste	Huaycura-1	Jalpa de Méndez Tabasco	Cretácico	6,260	6,178	6,210
Sureste	Nayani-1	Ubicado en el municipio de Cárdenas Tabasco	Jurásico	6,183	6,035	6075

iii. Delimitación de yacimientos

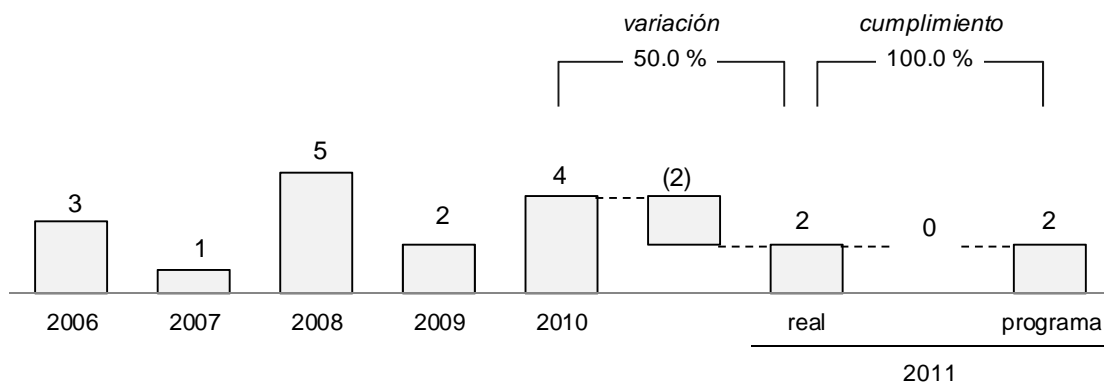
La delimitación de yacimientos tiene como propósito la reclasificación de reservas, y como consecuencia reducir el costo de descubrimiento y desarrollo, así como disminuir la incertidumbre para la fase de desarrollo de campos.

Las actividades contenidas en el programa de delimitación de yacimientos, fueron realizadas en el proyecto Litoral de Tabasco Marino.

Pozos exploratorios

En el periodo enero–diciembre de 2011 se terminaron los pozos Tsimin 1DL resultando productores de gas y condensado y Terra 1DL productor de aceite y gas teniendo un cumplimiento de 100 por ciento.

Pozos terminados en delimitación de yacimientos, enero-diciembre
número



A continuación se presentan los resultados de los pozos exploratorios terminados del proceso de delimitación de yacimientos:

Pozos terminados productores en delimitación de yacimientos, 2011

Cuenca	Pozo	Localización	Formación productora	Profundidad en metros			Producción inicial		
				perforación	intervalo productor		gas mmpcd	condensado bpd	crudo bpd
					de	a			
Sureste	Tsimin 1DL	Aguas territoriales del Golfo de México	Jurásico	6,230	6,065	6,115	16.9		3,846
	Terra 1DL	Nacajuca Tabasco	Jurásico	6,076	5,588	6,076	0.49		263

Avances en materia de seguridad industrial

En el mes de enero la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) publicó la Resolución CNH.12.001/10 en el diario oficial de la federación donde da a conocer las “Disposiciones administrativas de carácter general que establecen los procedimientos, requerimientos técnicos y condiciones necesarias en materia de seguridad industrial, que deberán observar Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios (PEMEX), para realizar las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos en aguas profundas”.

Los avances que se tienen al mes de diciembre respecto a estas disposiciones son las siguientes:

1. Se cumplió con el artículo segundo transitorio donde se entregó el calendario de obras a realizarse en 2011 y el calendario de trabajo conforme al artículo 4 y 58

2. Se cumplió con el artículo tercero transitorio donde se nombró al grupo de expertos, grupo de seguimiento y se propuso a los terceros certificadores
3. Se cumplió con el artículo cuarto transitorio sobre las matrices de seguridad y se entregó la normatividad vigente
4. Se han constituido cinco subgrupos: sistemas, administración de riesgos, organización, coberturas financieras y normatividad con la finalidad de poder atender en tiempo y forma con los requerimientos de las disposiciones para aguas profundas
5. Se cumplió con el artículo 10 de las disposiciones para el aviso de inicio de la perforación de los pozos Puskón-1, Nen-1, Kunah-1, Talipau-1 y Caxa-1
6. Se entregó el informe del estudio general de seguridad
7. Se certificaron los procedimientos a que hace referencia el Capítulo VII

iv. Áreas de oportunidad

Para lograr alcanzar una reposición de reservas de 100 por ciento en 2012, PEMEX ha establecido varias líneas de acción:

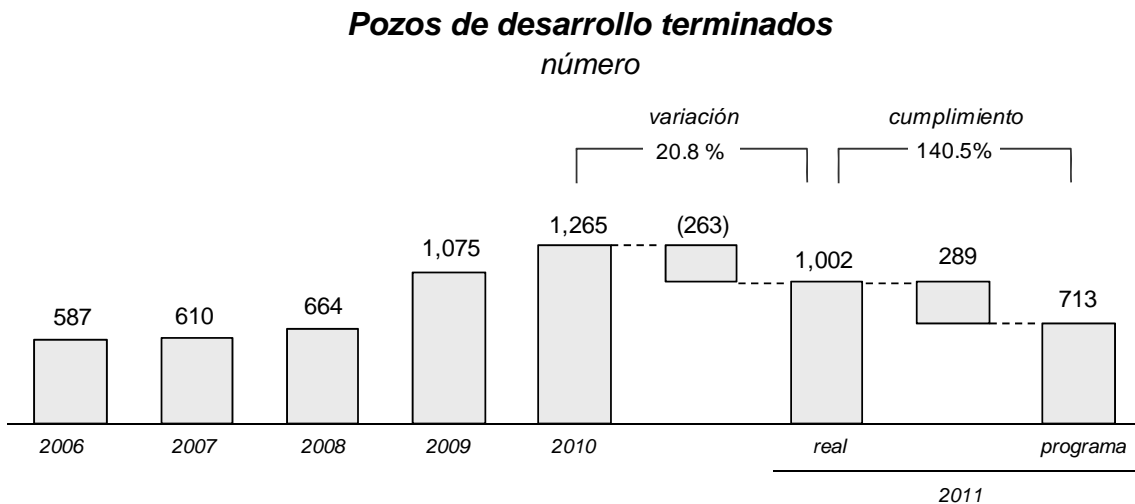
- Asegurar los recursos de inversión para continuar el programa exploratorio, asignando un presupuesto para mantener un programa de delimitación sostenido que permita reclasificar la reserva 3P descubierta
- Fortalecer la base de datos de oportunidades exploratorias tomando como fuente los recursos prospectivos, considerando los estudios post-perforación y de plays
- Adquirir cubos sísmicos en aguas profundas del Golfo de México con el *barco dedicado* contratado por más de 4 años, para detectar oportunidades de volúmenes importantes de recursos prospectivos e incrementar así, la certidumbre del potencial petrolero en esta cuenca

c. Producción

i. Desarrollo de campos

Durante 2011 se terminaron 1 mil 2 pozos de desarrollo, obteniéndose una producción incremental promedio de 140 mil barriles diarios de crudo y 245 millones de pies cúbicos de gas por día.

Respecto al año anterior se terminaron 263 pozos menos debido a una reducción programada en el desarrollo del Proyecto Aceite Terciario del Golfo. Considerando la meta establecida para 2011 se terminaron 289 pozos adicionales, lo que significa un cumplimiento de 140.5 por ciento.



Se terminaron 958 pozos terrestres y 44 marinos, resultando 766 productores de crudo, un pozo productor de gas húmedo, 148 productores de gas y condensado, 40 productores de gas seco y 46 improductivos, con lo cual se obtuvo un 95 por ciento de éxito. Adicionalmente se terminó el pozo Cuervito 299 inyector de agua congénita.

La diferencia favorable respecto al programa obedece principalmente a:

- En la Región Norte se terminaron 321 pozos más a lo programado, debido a una mayor capacidad de ejecución en los Activos Poza Rica-Altamira, Integral Burgos y Aceite Terciario del Golfo (ATG)
- En la Región Sur se terminaron 20 pozos menos debido principalmente a problemas operativos durante los trabajos de perforación; 11 pozos en el Activo Bellota-Jujo, 5 en el Activo Muspac, 1 en el Activo Macuspana y 3 en el Activo Cinco Presidentes
- En la Región Marina Noreste se terminaron 11 pozos menos respecto al programa, todos pertenecientes al proyecto Cantarell debido al retraso en la llegada de los equipos de perforación
- En la Región Marina Suroeste se terminó 1 pozo menos respecto a lo programado

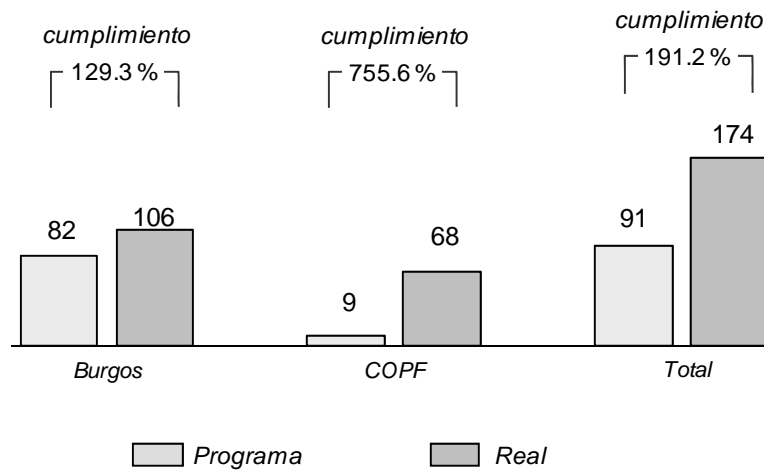
Pozos de desarrollo terminados, 2011

número

Región	Programa	Real	Diferencia	Cumplimiento (%)
Total	713	1,002	289	140.5
Norte	523	844	321	161.4
Sur	135	115	(20)	85.2
Marina Noreste	41	30	(11)	73.2
Marina Suroeste	14	13	(1)	92.9

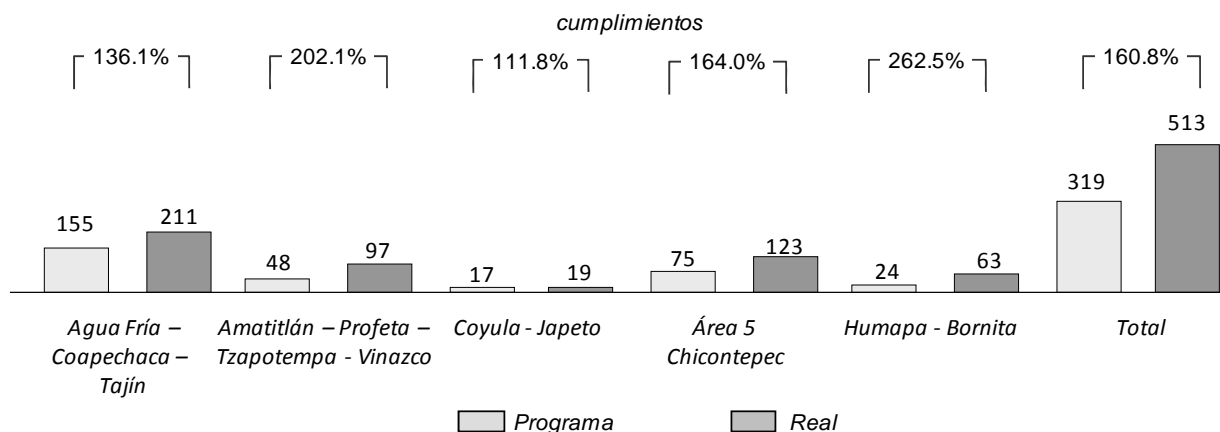
En el Activo Integral Burgos se terminaron 174 pozos de 91 programados, con un cumplimiento de 191.2 por ciento. Esta diferencia se debe a una mayor capacidad de ejecución, principalmente en los Contratos de Obra Pública Financiada (COPF).

Pozos de desarrollo terminados en el Activo Integral Burgos
número



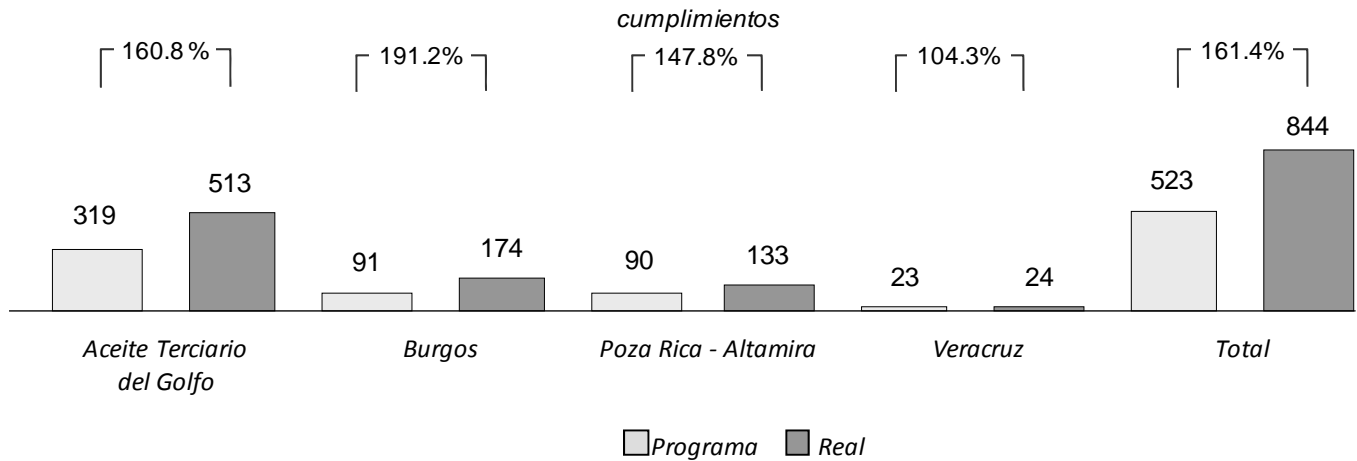
Por lo que respecta al Activo Integral Aceite Terciario del Golfo, se terminaron 513 pozos, con un cumplimiento de 160.8 por ciento respecto al programa.

Pozos de desarrollo terminados en el Activo Aceite Terciario del Golfo
número



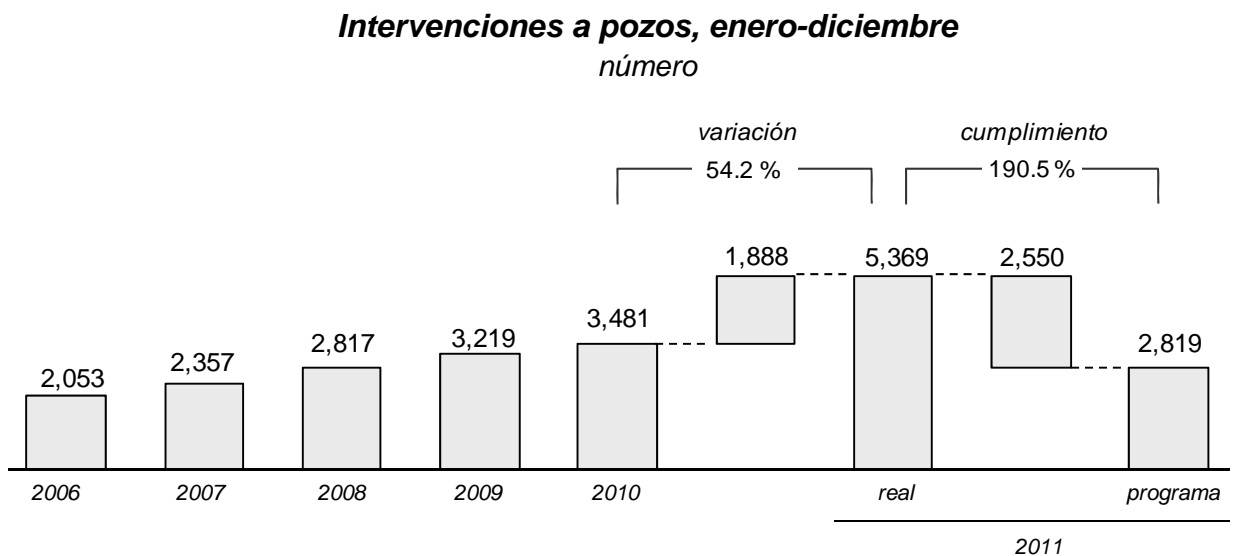
En conjunto, en la Región Norte se terminaron 844 pozos, cifra que representa un cumplimiento de 161.4 por ciento respecto al programa.

Pozos de desarrollo terminados en la Región Norte
número



ii. Intervenciones a pozos

En el periodo enero-diciembre de 2011 se realizaron 5 mil 369 intervenciones a pozos, 2 mil 550 más con respecto al programa, para un cumplimiento de 190.5 por ciento. De estas intervenciones se obtuvo una producción incremental promedio de 184 mil barriles diarios de crudo y 485 millones de pies cúbicos de gas por día.



La razón de haber realizado un mayor número de intervenciones fue mantener la producción base.

La Región Norte realizó 4 mil 26 intervenciones en el periodo, lo cual representa el 75 por ciento del total, siendo los Activos Aceite Terciario del Golfo, Integral Burgos y Poza Rica-Altamira los que más actividad reportaron. Con respecto al año anterior se realizaron 1 mil 888 intervenciones más, equivalente a una variación de 54.2 por ciento.

Intervenciones a pozos, 2011
número

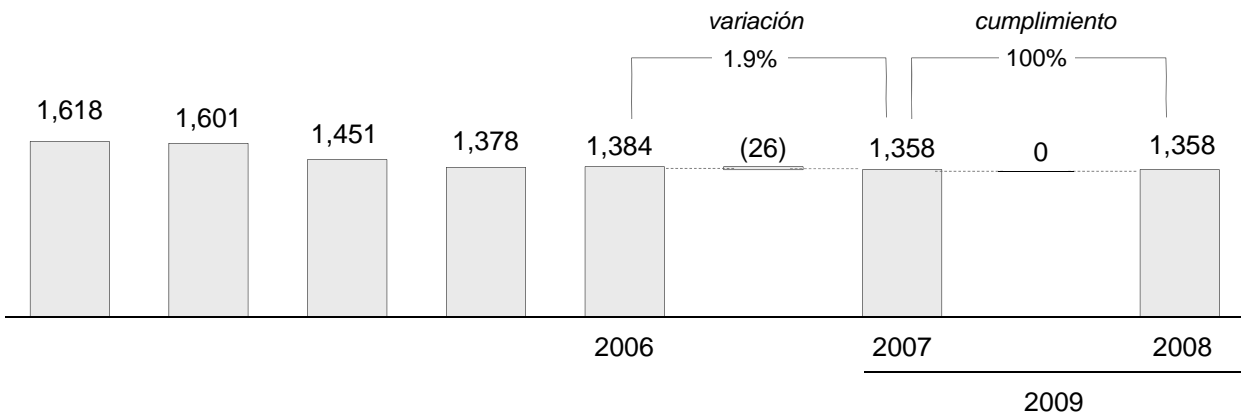
Tipo	Programa	Real	Diferencia	Cumplimiento (%)
Total	2,819	5,369	2,550	190.5
Mayores	1,069	1,153	84	107.9
Menores	1,470	3,439	1,969	233.9
Estimulaciones	280	777	497	277.5

iii. Producción de crudo y gas

- **Hidrocarburos totales**

La producción total de hidrocarburos en el periodo enero-diciembre de 2011 fue de 1 mil 358 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, cifra 1.9 por ciento inferior a la registrada el año anterior.

Producción total de hidrocarburos, enero-diciembre
millones de barriles de petróleo crudo equivalente



En los últimos 5 años, la producción total presenta una contracción a una tasa de 3.8 por ciento, reducción originada principalmente por la declinación de la producción de crudo en Cantarell.

La producción de crudo alcanzó 2 millones 550 mil barriles diarios y la de gas 6 mil 594 millones de pies cúbicos diarios. Este volumen provino de un total de 8 mil 315 pozos en operación, de los cuales 5 mil 159 pozos son productores de aceite y gas asociado, en tanto que 3 mil 156 corresponden a gas no asociado.

Pozos productores en operación, 2011

número

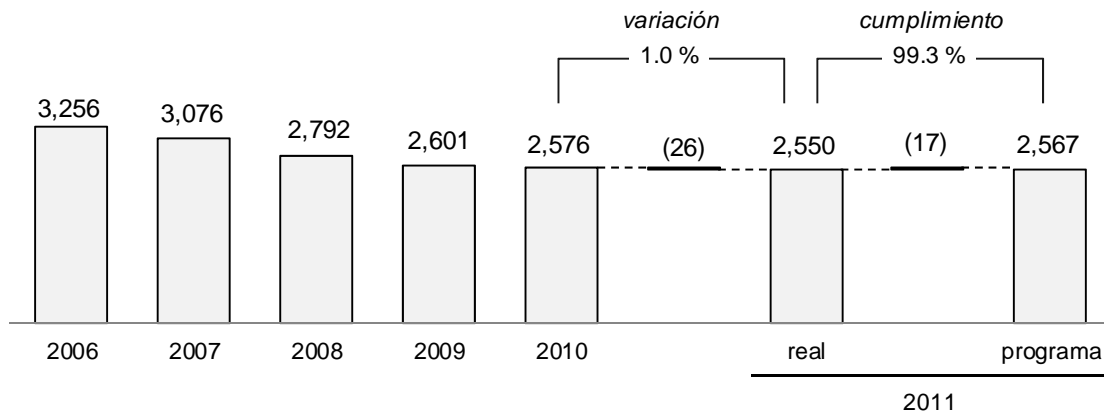
Región	Productores		
	Crudo y gas asociado	Gas no asociado	Total
Total	5,159	3,156	8,315
Norte	3,620	3,059	6,679
Sur	1,039	97	1,136
Marina Noreste	359	-	359
Marina Suroeste	141	-	141

• **Crudo**

La producción total de crudo alcanzó en el periodo enero-diciembre de 2011 un promedio de 2 millones 550 mil barriles diarios, 26 mil barriles menos que los obtenidos durante 2010, y 17 mil barriles por debajo de la meta establecida, con lo que se logró un cumplimiento del programa de 99.3 por ciento.

Producción de crudo, enero-diciembre

miles de barriles por día



Durante 2011 la Región Marina Suroeste alcanzó un cumplimiento de 105 por ciento, al superar por 27 mil barriles diarios su programa establecido. Lo anterior debido principalmente a la terminación de pozos y la optimización de la explotación en los proyectos Yaxché y Och-Uech-Kax.

En la Región Marina Noreste, la estabilización de la producción de crudo observada en el campo Akal desde el segundo semestre de 2010, permitió al proyecto Cantarell cumplir con 99.6 por ciento de su meta establecida al producir 449 de los 451 mil barriles diarios programados. El proyecto Ku-Maloob-Zaap alcanzó una producción de 842 mil barriles diarios y cumplió con el 99.8 por ciento su meta programada, presentando una desviación de tan sólo 2 mil barriles diarios, no obstante que su producción se vio afectada por fenómenos climatológicos adversos en el Golfo de México, libranzas en sus instalaciones y el paro total de la Compañía de Nitrógeno de Cantarell (CNC). Sin embargo, el proyecto Ek-Balam resultó con una desviación de 7 mil barriles diarios con respecto de su meta, principalmente por declinación natural de su producción. De esta manera, la Región Marina Noreste concluyó el periodo de análisis con 11 mil barriles diarios por debajo de su meta.

La Región Sur consiguió un cumplimiento de 97.4 por ciento, al situarse 14 mil barriles por debajo de su programa, debido principalmente al retraso en la terminación de pozos del proyecto Bellota-Chinchorro y un mayor avance del contacto agua-aceite al esperado en los proyectos del Activo Bellota-Jujo.

En la Región Norte, la desviación de 19 mil barriles diarios con respecto de su meta establecida, se debió esencialmente a que la

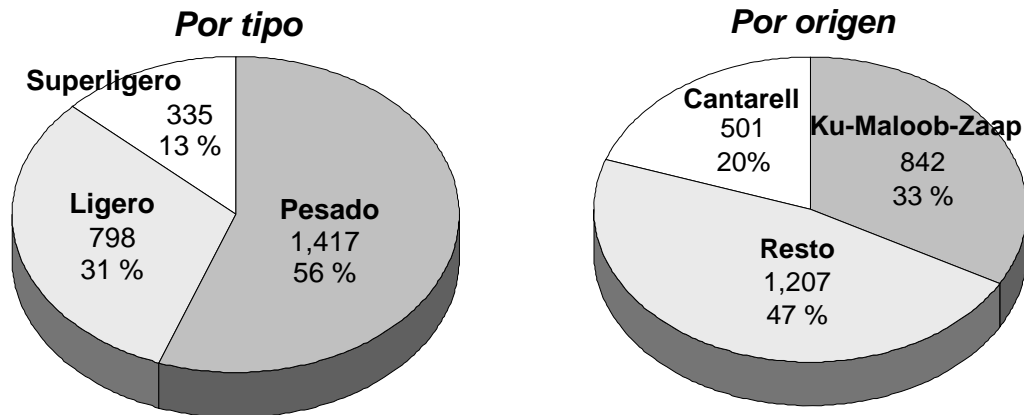
producción base de los proyectos Poza Rica y Aceite Terciario del Golfo resultó menor a la esperada.

En los últimos 5 años, la producción de petróleo crudo presenta una reducción a una tasa anual de 5.7 por ciento, reducción originada principalmente por la declinación natural de la producción de crudo en Cantarell, efecto parcialmente compensado por el incremento en los proyectos Ku-Maloob-Zaap, Delta del Grijalva, Yaxché, Ixtal-Manik, Ogarrio-Magallanes y Aceite Terciario del Golfo.

Por tipo de crudo, el volumen de crudo pesado fue de 1 millón 417 mil barriles por día, lo que significó el 56 por ciento de la producción nacional, el de ligero de 798 mil barriles por día que constituyó el 31 por ciento y el de superligero de 335 mil barriles por día que representó el 13 por ciento del total.

Producción nacional de crudo, 2011
miles de barriles por día

Total: 2,550



La producción obtenida del Activo Ku-Maloob-Zaap durante 2011 fue de 842 mil barriles diarios, equivalente a 33 por ciento del total nacional. Cabe señalar que la producción obtenida en el Activo Cantarell alcanzó la cifra de 501 mil barriles diarios, equivalente al 20 por ciento del nacional.

En el cuadro siguiente se presenta la comparación de resultados alcanzados en producción de crudo respecto a las metas establecidas en el Programa Operativo Anual 2011 (POA).

Comparativo entre programa y realizado

Concepto	Unidades	POA	Real	Diferencia	Cumplimiento (%)
Producción de crudo	mbd	2,550	2,550	0	100

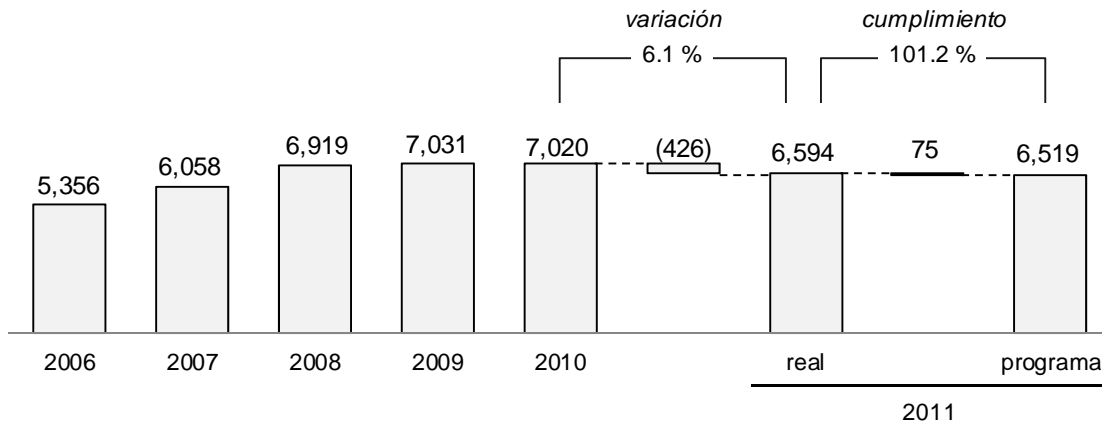
El cumplimiento con respecto al programa obedece principalmente a una mayor producción obtenida del mantenimiento de pozos en la Región Marina Noreste y la optimización de la explotación de la zona de transición en el proyecto Cantarell; asimismo por la mayor producción base a la esperada en los proyectos Delta del Grijalva, Ogarrío-Magallanes, Yaxché y Caan

- **Gas natural**

La producción total de gas alcanzó un promedio de 6 mil 594 millones de pies cúbicos diarios, 426 millones menos que los obtenidos el año anterior; en este contexto, contra la meta establecida fue mayor en 75 millones, lo que significa un cumplimiento de 101.2 por ciento.

Producción total de gas, enero-diciembre

millones de pies cúbicos por día



La producción de gas asociado alcanzó un cumplimiento de 102 por ciento del programa, al promediar 4 mil 389 millones de pies cúbicos por día, de los cuales 681 millones corresponden a nitrógeno.

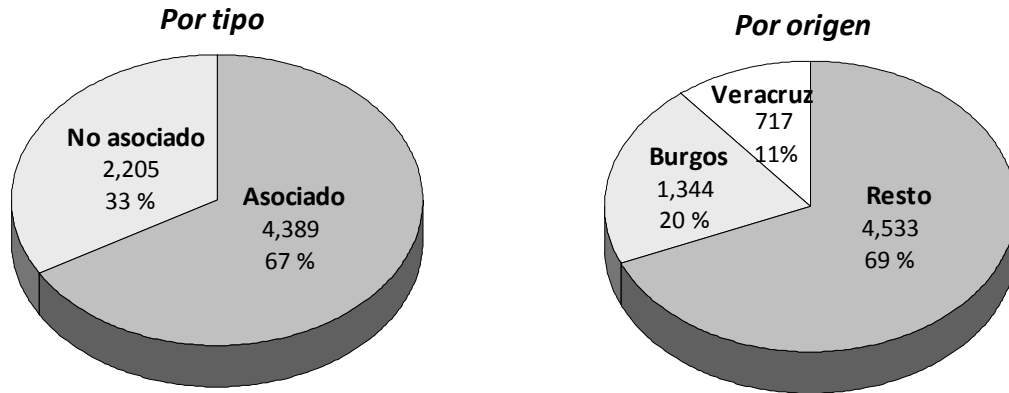
Mediante la producción de 2 mil 205 millones de pies cúbicos por día de gas no asociado, la meta se cumplió en 100 por ciento.

Con respecto a la producción total nacional, la de gas asociado representó 67 por ciento, el 33 por ciento complementario fue de gas no asociado.

Los Activos Burgos y Veracruz alcanzaron una producción promedio de 1 mil 344 y 717 millones de pies cúbicos diarios respectivamente, lo que en conjunto equivale a 31 por ciento de la producción nacional de gas natural.

Producción de gas, 2011
millones de pies cúbicos por día

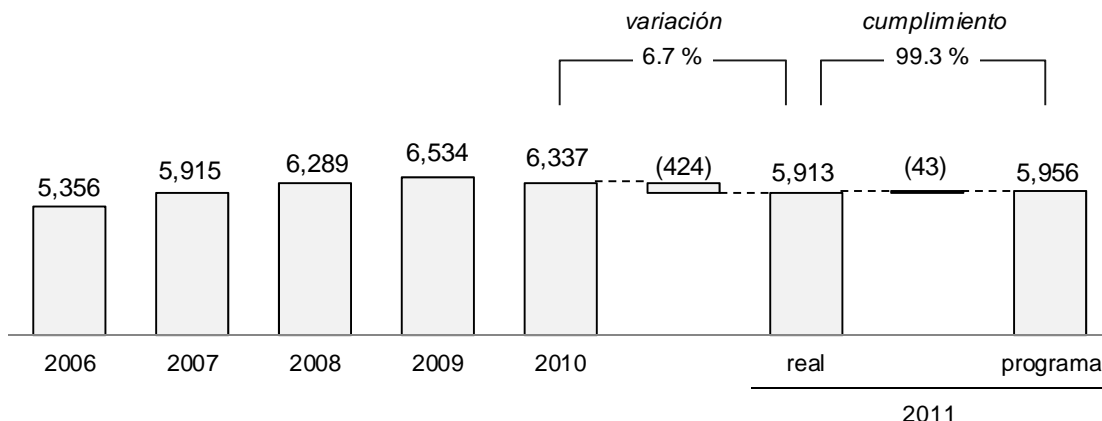
Total: 6,594



La producción de gas hidrocarburo alcanzó un promedio de 5 mil 913 millones de pies cúbicos diarios, 424 millones inferior al logrado en 2010, debido principalmente a una menor extracción de hidrocarburos de la zona de transición en Cantarell y la declinación natural de la producción en los proyectos Burgos y Veracruz.

Respecto al programa la producción de gas hidrocarburo fue inferior en 43 millones de pies cúbicos diarios, lo que significa un cumplimiento de 99.3 por ciento.

Producción de gas hidrocarburo
millones de pies cúbicos por día



En el cuadro siguiente se presenta la comparación de resultados alcanzados en producción de gas natural respecto a las metas establecidas en el Programa Operativo Anual 2011 (POA).

Comparativo entre programa y realizado, 2011

Concepto	Unidad	POA	Real	Diferencia	Cumplimiento (%)
Producción de gas	mmpcd	6,524	6,594 ^a	70	101

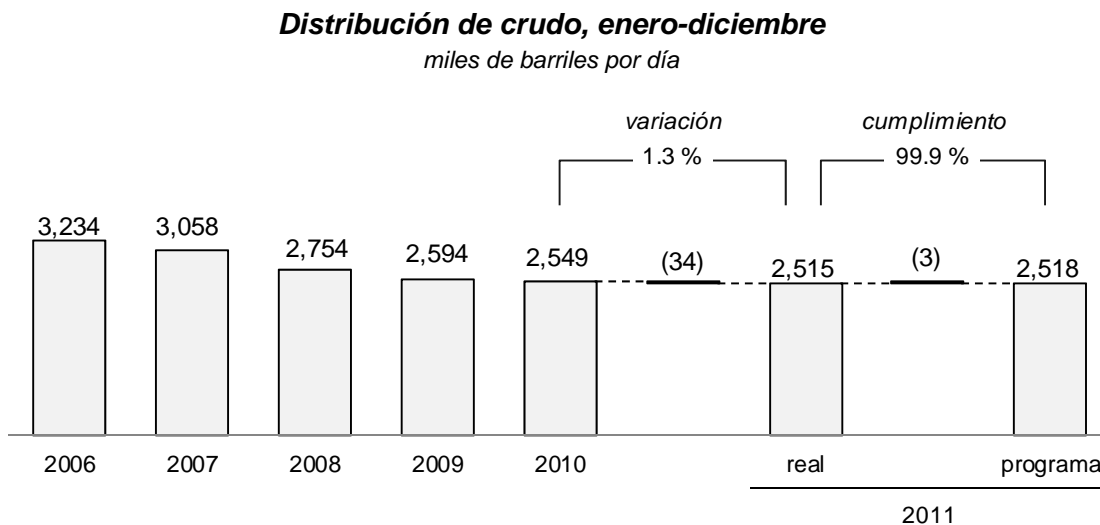
a. Incluye 681 mmpcd de nitrógeno

El cumplimiento con respecto al programa se explica principalmente por la producción de gas asociado, 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.

d. Mercado interno y a terminales de exportación

i. Distribución de crudo

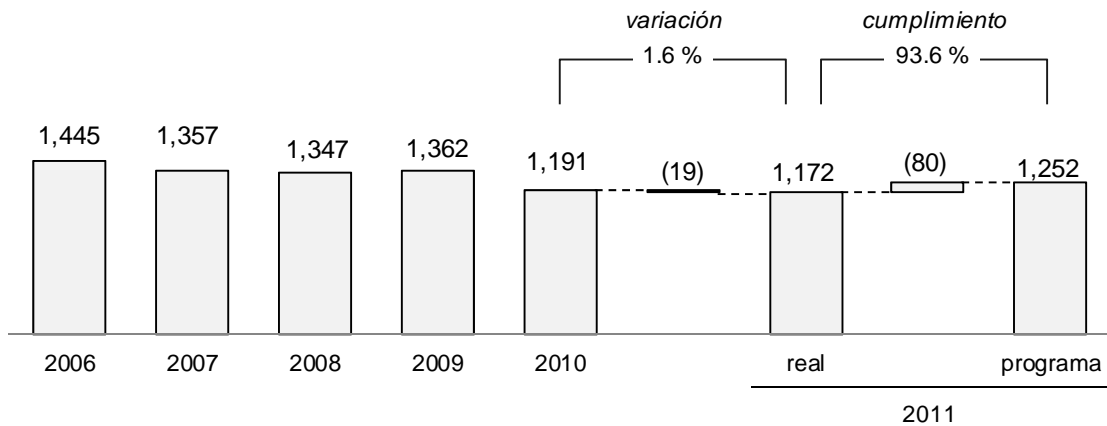
La distribución total de crudo promedió 2 millones 515 mil barriles diarios, inferior en 34 mil barriles a lo registrado el año anterior y en 3 mil barriles a lo comprometido en el programa, lo que significa un cumplimiento de 99.9 por ciento.



El consumo interno, con 1 millón 172 mil barriles diarios, representó 47 por ciento del volumen total distribuido y el 53 por ciento restante, 1 millón 343 mil barriles diarios, se envió a terminales de exportación. El cumplimiento de la meta establecida para exportación alcanzó el 106.1 por ciento como consecuencia del incremento en la disponibilidad de crudo pesado.

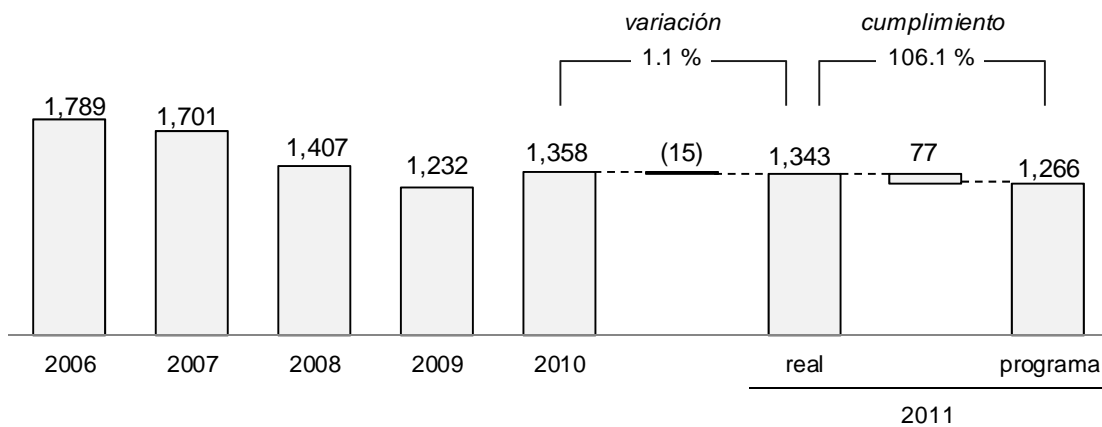
Distribución de crudo a refinación, enero-diciembre

miles de barriles por día



Distribución de crudo a terminales de exportación, enero-diciembre

miles de barriles por día



En lo que se refiere a los últimos 5 años, la distribución total de crudo presenta una contracción a una tasa de 5.8 por ciento, debido principalmente a menores volúmenes de producción.

En el cuadro siguiente se presenta la comparación de resultados alcanzados en distribución de crudo respecto a las metas establecidas en el Programa Operativo Anual 2011 (POA).

Comparativo entre programa y realizado, 2011

Concepto	Unidades	POA	Real	Diferencia	Cumplimiento (%)
Distribución de crudo	mbd	2,502	2,515	13	100.5

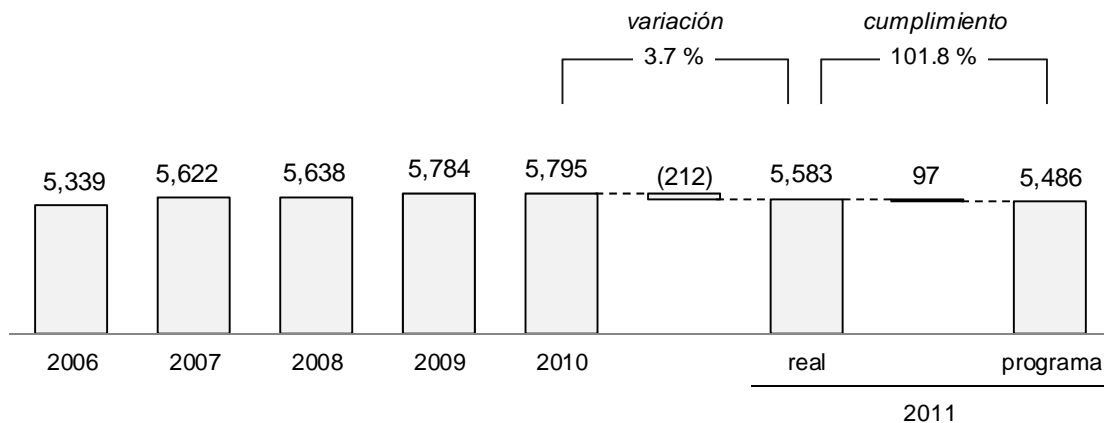
El cumplimiento de la meta establecida alcanzó el 100.5 por ciento como consecuencia de la mayor disponibilidad de crudo para exportación

ii. Distribución de gas

Se distribuyeron un total de 5 mil 583 millones de pies cúbicos diarios de gas, 212 millones por debajo del distribuido el año anterior; con relación a la meta establecida, fue mayor en 97 millones de pies cúbicos diarios, para un cumplimiento de 101.8 por ciento.

Distribución de gas, enero-diciembre

millones de pies cúbicos por día



El gas distribuido en el periodo enero-diciembre de 2011, presenta una disminución con respecto a los últimos dos años, como consecuencia de una menor extracción de la zona de transición de Cantarell.

En el cuadro siguiente se presenta la comparación de resultados alcanzados en distribución de gas respecto a las metas establecidas en el Programa Operativo Anual 2011 (POA).

Comparativo entre programa y realizado, 2011

Concepto	Unidades	POA	Real	Diferencia	Cumplimiento (%)
Distribución de gas	mmpcd	5,903	5,583	(320)	94.6

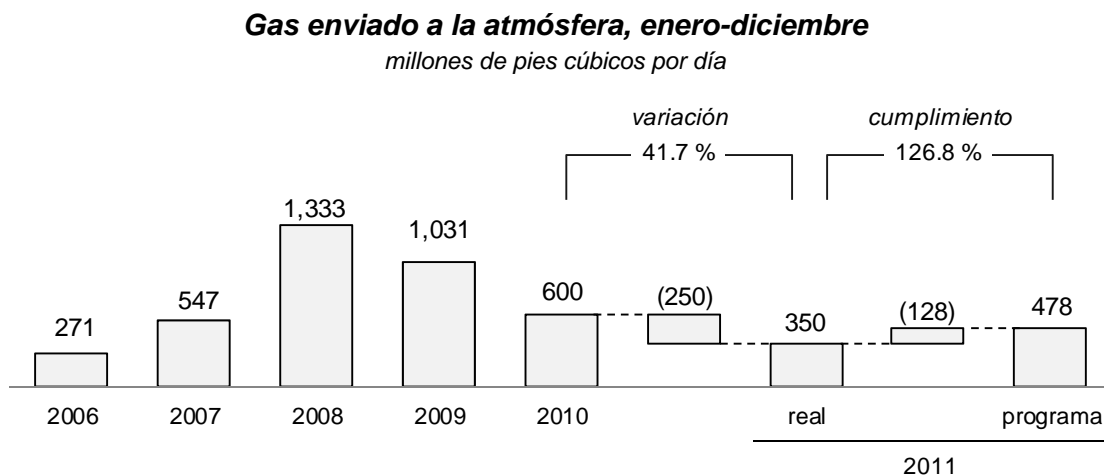
La desviación al con respecto al programa se explica principalmente por la menor producción del proyecto Burgos, así como por la reducción en la extracción de gas de la zona de transición en Cantarell.

iii. Aprovechamiento de gas natural hidrocarburo

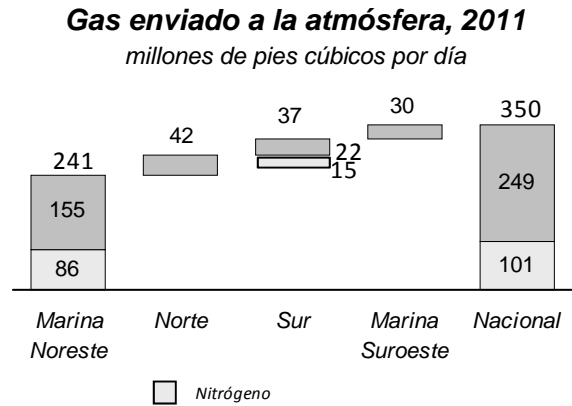
El aprovechamiento de gas durante el periodo enero-diciembre de 2011 se ubicó en 96.2 por ciento.

El volumen de gas enviado a la atmósfera en el periodo enero-diciembre de 2011 ascendió a 350 millones de pies cúbicos por día, de los cuales 249 millones corresponden a gas hidrocarburo y 101 millones a nitrógeno, representando el 29 por ciento del gas total enviado a la atmósfera.

Respecto al año anterior, el gas enviado a la atmósfera disminuyó en 250 millones de pies cúbicos diarios, variación equivalente a 41.7 por ciento. Con base en el programa establecido para 2011, se registró un decremento de 128 millones, lo que significa un cumplimiento de 126.8 por ciento.



La desviación favorable respecto al programa se explica principalmente por el fortalecimiento de las acciones emprendidas en la Región Marina Noreste para reducir el gas enviado a la atmósfera.



En el cuadro siguiente se presenta la comparación de resultados alcanzados en materia de aprovechamiento de gas natural hidrocarburo respecto a las metas establecidas en el Programa Operativo Anual 2011 (POA).

Comparativo entre programa y realizado, 2011

Concepto	Unidades	POA	Real	Diferencia	Cumplimiento
Aprovechamiento de gas ^a	por ciento	97.8	96.2	(1.6)	98.3

a. No incluye nitrógeno

El cumplimiento del 98.3 por ciento, obedece principalmente a una mayor producción de gas a la programada proveniente de la zona de transición en Cantarell.

- **Compromisos con la Comisión Nacional de Hidrocarburos**

Antecedentes

El inicio de los trabajos de regulación de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) relativos al aprovechamiento de gas en Petróleos Mexicanos y particularmente en PEMEX-Exploración y Producción, se dio en el marco de la emisión de las resoluciones CNH.06.001/09 y CNH.07.002/10 de fechas 12 de diciembre de 2009 y 10 de julio de 2010 respectivamente.

En dichas resoluciones se emitieron las disposiciones técnicas con el propósito de que Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios realicen la planificación sobre la forma en la que deberán conservar el valor económico del gas presente en los yacimientos objeto de trabajos de exploración y explotación de hidrocarburos.

Mediante la resolución CNH.E.07.001/11 del 26 de agosto de 2011, la Comisión Nacional de Hidrocarburos establece, entre otros, los siguientes compromisos:

- PEMEX y PEP deben cumplir con el plan correctivo que establece la CNH, en el cual se establece que Cantarell deberá cumplir con la regulación para reducir o evitar la quema o venteo de gas a más tardar en el mes de octubre de 2011.
- Deberá alcanzarse en Cantarell un nivel de aprovechamiento de gas natural de al menos 96.5 por ciento promedio en el mes de octubre de 2011.

- En los meses de noviembre y diciembre de 2011, deberá, como mínimo, mantener un nivel de aprovechamiento mensual de 96.5 por ciento.

Resultados alcanzados

En el contexto nacional, sin considerar a Cantarell, se realizaron diferentes acciones para reducir el envío de gas a la atmósfera, tales como rehabilitación de equipos de compresión y construcción de infraestructura para el manejo de gas, mismas que contribuyeron a mantener este volumen en un promedio diario anual de 123 millones de pies cúbicos, cifra inferior en 4 millones al comprometido ante la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) para el año 2011.

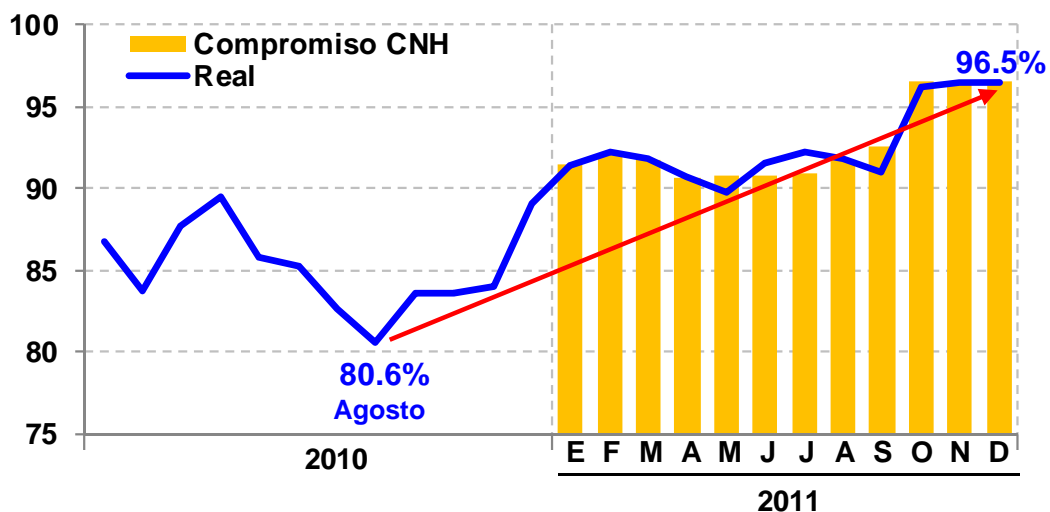
Con respecto a los resultados comprometidos con la CNH para el Activo Cantarell en materia de aprovechamiento de gas, durante 2011 se llevaron a cabo, entre otras, las siguientes acciones y obras, las cuales ya se tenían consideradas en el Plan Maestro para el Aprovechamiento del Gas 2010-2014:

- ✓ A principios de 2011 se llevaron a cabo las interconexiones en Akal-C8 para desviar el gas ácido hacia inyección al yacimiento con los turbocompresores de Akal-C perforación
- ✓ Interconexiones en Akal-L y Akal-J para incrementar el manejo de gas de Akal-L hacia los turbocompresores de alta presión
- ✓ En junio de 2011, entró en operación un equipo de compresión de gas para baja presión (booster de 70 millones de pies cúbicos diarios) en la plataforma Zaa-C
- ✓ Durante el mes de octubre entraron a operación tres equipos de compresión de gas para baja presión (booster de 50 millones de pies cúbicos diarios cada uno) en Akal-L Enlace

- ✓ Reconfiguración de los tres compresores centrífugos (booster) de Ku-M para incremento de manejo de gas húmedo amargo en baja presión
- ✓ Entró en operación un equipo para recompresión de gas residual para bombeo neumático de 130 millones de pies cúbicos diarios en Ku-M
- ✓ En diciembre entró en operación un sistema de compresión en Akal-J2 (4 módulos de alta presión de 70 millones de pies cúbicos diarios cada uno) para incremento de manejo de gas húmedo amargo en alta presión
- ✓ En diciembre se terminó la modernización del turbocompresor de alta presión módulo No. 3 de Akal-C7

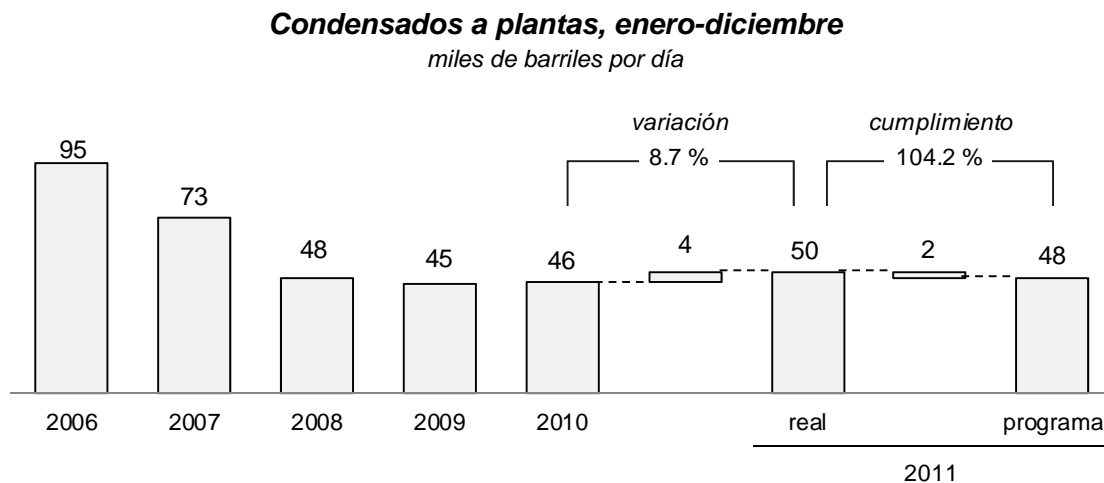
Estas obras, en conjunción con otras acciones como la administración de los volúmenes de hidrocarburos a producir en Cantarell, permitieron alcanzar la meta de aprovechamiento de gas de 96.5 por ciento a partir de octubre de 2011, sosteniendo este índice durante el último bimestre del año.

Índice de aprovechamiento de gas hidrocarburo en Cantarell
porcentaje



iv. Condensados

El volumen de condensados entregados a plantas de proceso promedió 50 mil barriles diarios, 4 mil barriles más a lo obtenido en el mismo periodo de 2010. Con respecto al programa, aumentó la entrega en 2 mil barriles, con lo que el cumplimiento resultó de 104.2 por ciento, como efecto de una mayor disponibilidad de gas en la Región Marina Noreste.



Los condensados a plantas durante el periodo enero-diciembre de 2011, presentan un incremento de 4 mil barriles diarios con respecto al mismo periodo del 2010, con lo cual se revierte la tendencia observada durante los años 2006 al 2009.

En el cuadro siguiente se presenta la comparación de resultados alcanzados en la distribución de condensados respecto a las metas establecidas en el Programa Operativo Anual 2011 (POA).

Comparativo entre programa y realizado, 2011

Concepto	unidades	POA	real	diferencia	por ciento
Condensados enviados a plantas	mbd	49	50	1	102.0

Se logró un cumplimiento de 102.0 por ciento, al entregar 1 mil barriles diarios por arriba de la meta

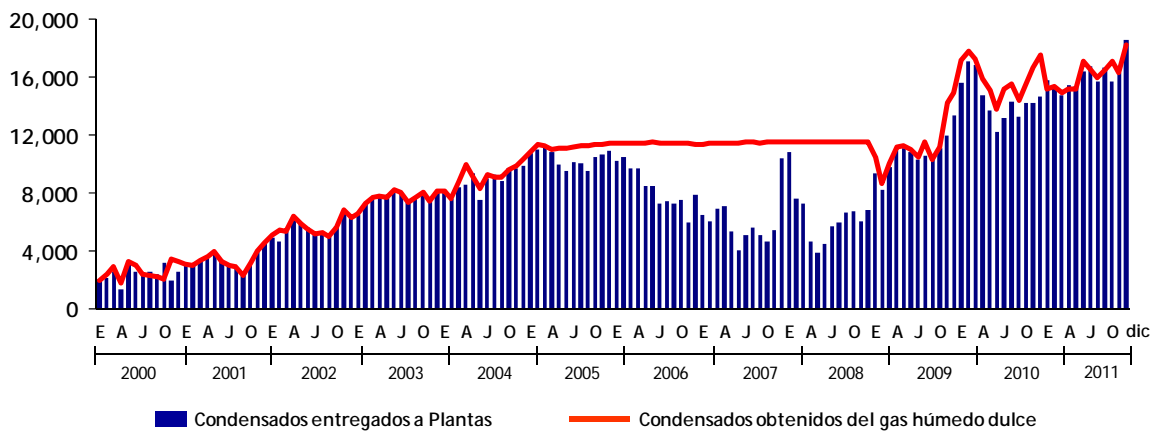
Entrega de condensados en el Activo Integral Burgos

Con el objetivo de reducir las pérdidas que se generan por la sustracción ilícita de condensados, la Administración del Activo Integral Burgos en coordinación con la Gerencia de Servicios de Seguridad Física, SEDENA y SEMAR, han llevado a cabo operativos en instalaciones, brechas y rutas de transporte de este producto en el Activo, los cuales han dado como resultado el decomiso de producto, vehículos y sujetos involucrados. Así mismo, se ha reflejado notablemente la disminución de mermas de condensado

Durante 2011 la obtención de condensados Burgos, fue de un promedio diario de 16 mil 106 barriles, entregados prácticamente en su totalidad al Complejo Procesador de Gas Burgos.

Obtención y entrega de condensados, Activo Integral Burgos

miles de barriles por día



La disminución de las mermas ha sido consecuencia de la implementación de las siguientes acciones:

- Monitoreo las 24 horas del comportamiento de niveles de líquidos en tanques para la detección oportuna de decrementos no autorizados.
- Coordinar acciones con la Gerencia de Servicios de Seguridad Física y personal militar durante la detección de decrementos de líquidos no autorizados.
- Mantener niveles bajos de líquidos en tanques de almacenamiento a través de la coordinación entre el área operativa y logística para una adecuada programación de auto tanques, así como con el bombeo continuo a la Central de medición Km. 19.
- Incorporación de nuevas estaciones de bombeo y gasolinoductos con la finalidad de eliminar el transporte mediante auto tanque.
- Seguimiento de auto tanques a través del sistema de posicionamiento global (GPS).
- Integración a monitoreo del total de tanques de almacenamiento de líquidos de estaciones del Activo.
- Reuniones y acuerdos entre Coordinaciones involucradas para optimizar el manejo y control de condensados.

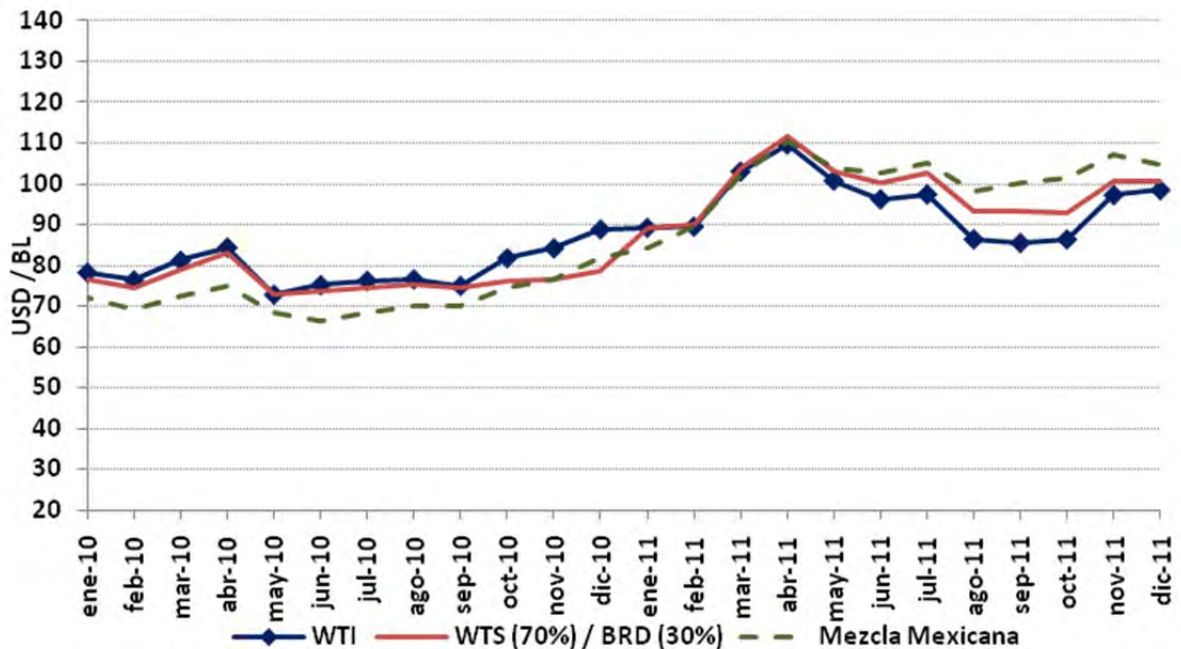
- Con la puesta en operación del CML Bloque Nejo, la producción de condensado se transporta directo hacia la CM Km. 19 la cual es monitoreada por medio del sistema GPS para conocer su traslado en tiempo real, adicionalmente se construye gasolinoducto de 10" x 162 km CML Nejo a CM Km. 19, con lo cual se eliminará el transporte por pipa minimizando riesgos.
- Se licita contrato de instalación de fibra óptica para poder detectar en tiempo real cualquier intervención al ducto (toma Clandestina, fuga, daños, etc.).
- Procedimiento para detener el bombeo a través de gasolinoductos hacia la CM Km. 19 en horarios en los cuales se detecta una disminución en la presión, por posible toma clandestina o una fuga.

e. Comportamiento del mercado petrolero internacional

- **Precio internacional de la mezcla mexicana de exportación**

El precio promedio de la mezcla mexicana de exportación, calculado en base a las ventas reales, durante el periodo de enero-diciembre de 2011 registró un precio promedio ponderado de 100.88 dólares por barril, 28.89 dólares por arriba del precio registrado en el mismo periodo del año anterior de 71.99 dólares por barril.

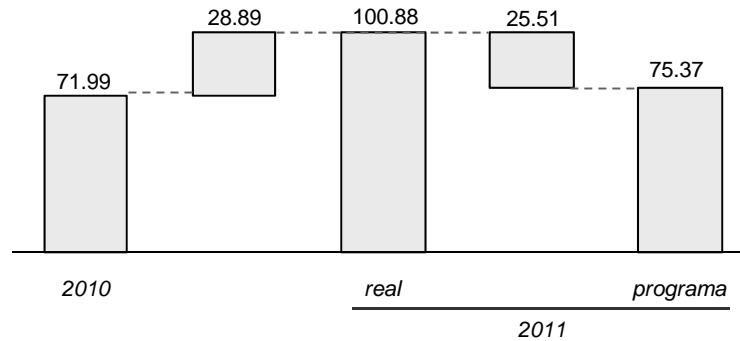
Precio promedio ponderado de la mezcla mexicana de exportación
dólares por barril



Fuente: Precio promedio ponderado de la mezcla mexicana determinado en base a las ventas reales de petróleo crudo de exportación, Platt's – Thomson Reuters.

Respecto al precio promedio estimado en el Programa Operativo Trimestral 2011 (POT 1), el precio real resultó 25.51 dólares superior, equivalente a una variación de 33.85 por ciento.

Precio promedio de la mezcla mexicana de exportación, enero-diciembre
dólares por barril



Fuente: Ventas reales 2011, POTI 2011

- **Precio internacional del gas natural**

Los precios del gas en los mercados de referencia en Estados Unidos para el último trimestre del año, contrario al comportamiento estacional que prevaleció por muchos años y hasta el 2008, los precios siguieron la tendencia a la baja, obteniéndose los valores más bajos de todo el 2011.

En el mes de octubre bajó el precio de referencia 0.08 dólares por millón de Btu con respecto al mes anterior, 3.60 dólares por millón de Btu fue el registró y se situaba en el valor más bajo reportado para el año, sin embargo, la carrera a la baja continuaba en todas las regiones de consumo de EUA.

Los inventarios estratégicos se situaron en niveles superiores a los alcanzados en el promedio de los últimos cinco años, así como el escaso frío observado en el último bimestre del año en EUA ocasionó que los precios para noviembre y diciembre se desplomaran más de lo pronosticado.

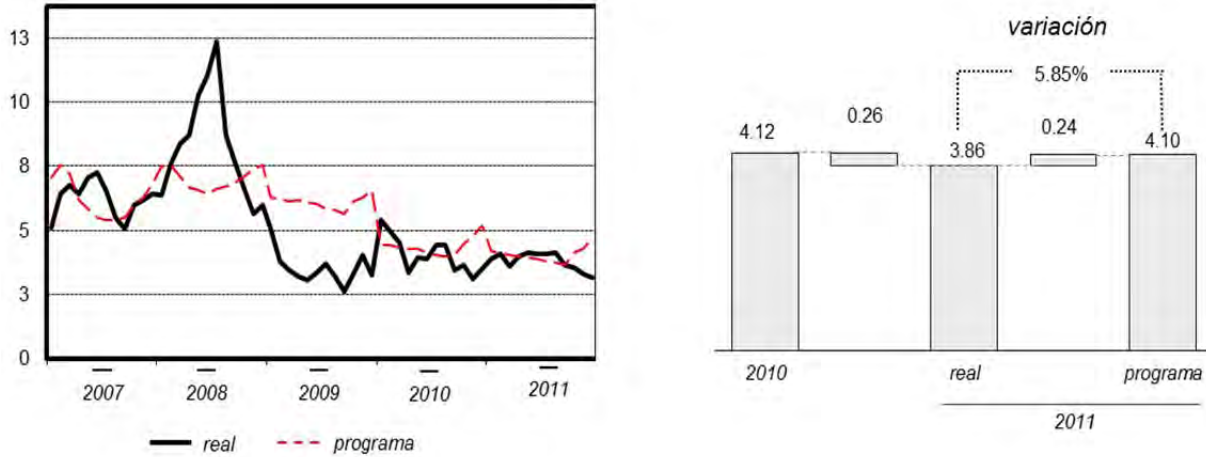
Las importaciones del energético gaseoso provenientes de Canadá, así como las inyecciones de Gas Natural Licuado de países africanos como Nigeria, se vieron limitadas y suspendidos contratos de suministro a largo plazo.

Por otra parte, continúa jugando un papel importante la incorporación del Shale gas en los estados fronterizos de EUA con Canadá así como de Texas. El registro en noviembre fue de 3.37 dólares por millón de Btu, mientras que para diciembre 3.23 dólares por millón de Btu ubicando a este último en el precio más bajo registrado para todo el año 2011.

El mercado de futuros y el spot han estado limitados principalmente por inventarios holgados y mantenidos en límites superiores y sobre todo a los constantes comunicados de productores importantes respecto a la localización y explotación del Shale gas en el área Eagle Ford del estado de Texas y en la zona rocosa del área Marcellus cercano a la frontera Este con Canadá, agregando que con el desarrollo actual de la tecnología, sería posible posesionar este hidrocarburo en el mercado a valores competitivos. Un dato importante es que en el año 2009 esta fuente ocupó el 14 por ciento del total del suministro nacional doméstico, incrementando para el 2010 alrededor del 18 por ciento y el pronóstico a largo plazo es cubrir hasta en 45 por ciento el suministro.

Precio de referencia del gas natural

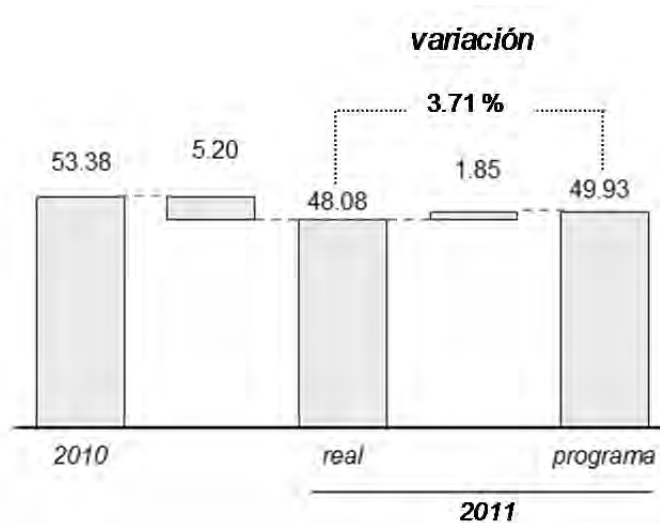
dólares por millón de btu



- **Precio del gas a interorganismos**

Los diferentes tipos de gas entregados a interorganismos, registraron para este periodo un precio promedio de 48.08 pesos por millar de pie cúbico, 5.20 pesos por millar por abajo de lo registrado en el mismo periodo del año anterior que fue de 53.38 pesos. Con respecto al programa la diferencia fue de 1.85 ya que el valor previsto fue de 49.93 pesos por millar de pie cúbico.

Precio de gas a interorganismos, enero-diciembre
pesos por millar de pie cúbico

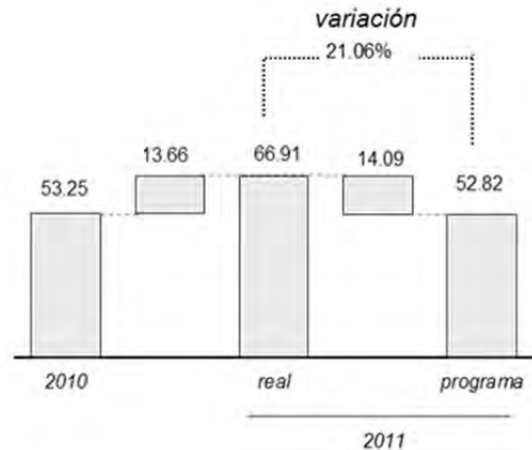
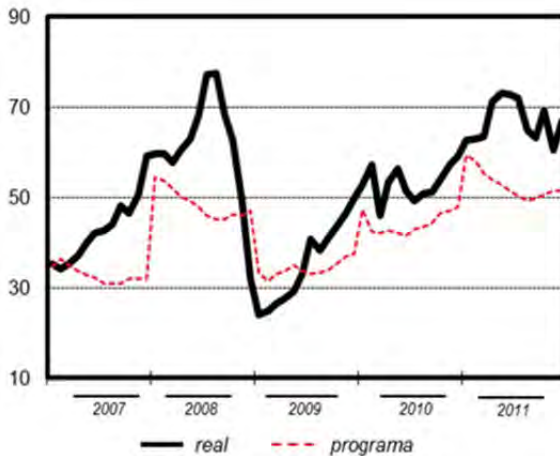


- **Precio de condensados a interorganismos**

El precio promedio del condensado de gas natural para este periodo se situó en 66.91 dólares por barril, esto representa un incremento de 14.09 dólares por barril respecto al nivel establecido en el programa. Asimismo, el nivel de precios obtenido se encuentra por arriba en 13.66 dólares por barril al precio promedio registrado para 2010.

Los precios de los dos tipos de condensados en México han manifestado cambios significativos a la alza debido al incremento en el precio de los crudos marcadores y al aumento del precio de sus subproductos.

programa



Asuntos importantes

- Se tiene programado la apertura de nuevos puntos de venta de gas seco, Piedras Negras en el Estado de Coahuila, mismo que no es parte del Sistema Nacional de Gasoductos; Lakach de la Región Marina Suroeste que ingresará producción de gas seco en la Estación 5 Lerdo de PGPB, localizada cerca de la Cd. de Veracruz.
- En el mes de enero se realizó cambio de flujo de producción del Punto de Venta Veracruz (Cocuile) hacia Playuela, esto debido a las condiciones operativas, oferta y demanda del Sector. El cierre definitivo de este Punto de Venta no representó impacto con respecto a las nominaciones entre Subsidiarias.

- El 18 de febrero entró en operación el Pozo Emergente 1, incrementando la comercialización de gas natural en el área Olmos.
- Se adicionó un nuevo punto de venta Nejo III, en el Estado de Tamaulipas, con un volumen inicial de 15 millones de pies cúbicos diarios el 27 de febrero y llegando actualmente a tener alrededor de 38 millones de pies cúbicos diarios. Incrementando con esto la comercialización de LPG y gasolina natural.
- A finales del mes de julio inició operaciones el nuevo punto de venta denominado Santa Elena, en la periferia de la ciudad de Monclova, el cual está supliendo las inyecciones de Monclova AHMSA y Monclova AHMSA Alta, los cuales estaban en zona urbana dentro la misma ciudad en el Estado de Coahuila y que quedaron suspendidas temporalmente y fuera de operación. El volumen total de gas natural en la zona es de aproximadamente 95 millones de pies cúbicos diarios.
- En el mes de octubre dio inicio a la exportación de condensado dulce del Activo Integral Burgos con PMI; el constante envío de volumen a Refinería Cadereyta así como los trasposos hacia Altamira están contribuyendo grandemente para evitar cierre de producción de gas natural por altas existencias del hidrocarburo líquido.

f. Mantenimiento

i. Ductos

- Predictivo

Avance en el programa de mantenimiento predictivo a ductos, 2011

kilómetros

Concepto	Programa	Real	cumplimiento (%)
Celaje	174,972	130,640	75
Evaluación de riesgo a ductos	9,182	8,778	96
Análisis de Integridad	5,478	4,051	74
Geoposicionamiento de ductos	3,335	3,260	98
Inspección exterior de ductos	448	257	57
Inspección interior de ductos	1,659	742	45

La diferencia con lo programado se explica principalmente porque en la Región Norte no se tiene disponibilidad de equipo instrumentado por parte de la Cia. Rosen; y retraso en la firma del contrato multidisciplinario del Activo Integral Poza Rica-Altamira con el IMP, para iniciar con las actividades de evaluación de riesgo e integridad.

Por otra parte, en la Región Sur se presentaron afectaciones por cierre de accesos a las instalaciones por parte de los pobladores; falta de disponibilidad de equipo instrumentado por parte de la Cia. Rosen; se registraron atrasos en los procesos licitatorios por sobregiro de proyectos, además de presentarse incumplimiento por parte de la compañía contratista en las actividades de celaje de los derechos de vía de la Gerencia de Transporte de Hidrocarburos.

- **Preventivo**

Avance en el programa de mantenimiento preventivo a ductos 2011

Concepto	Unidad	Programa	Real	Cumplimiento (%)
Integridad y confiabilidad de ductos	kilómetro	8,738	7,531	86
Mantenimiento a DDV y lecho marino	hectárea	6,873	3,872	56
Mantenimiento a instalaciones superficiales	m ²	459,179	309,662	67
Corrida de diablo de limpieza	kilómetro	9,154	5,762	63
Protección catódica	kilómetro	52,904	41,540	79
Protección interior	kilómetro	89,108	78,674	88
<i>Servicios a la operación y actividades relacionadas con el mantenimiento</i>				
Actividades de desmantelamiento	kilómetro	642	518	81
Inertización de ductos	kilómetro	1,150	1,271	111
Servicios de apoyo al mantenimiento	servicio	13,071	18,792	144
Logística de apoyo a la operación del mantenimiento	servicio	6,277	6,500	104

Las desviaciones en el programa de mantenimiento preventivo de ductos obedecen principalmente a que en la Región Norte se registró atraso en la formalización del contrato de mantenimiento a derechos de vía de la Gerencia de Transporte de Hidrocarburos.

En la Región Sur se registraron afectaciones por cierre de accesos a las instalaciones, además de atrasos en trámites de plurianualidad y en procesos licitatorios por sobregiro de proyectos.

En lo que se refiere al mantenimiento preventivo a ductos marinos, se tuvo incumplimiento del contratista en la infraestructura para realizar corridas de limpieza (habilitado de líneas de proceso y de drenaje), así como por reprogramación de corridas de diablos de limpieza.

- **Correctivo**

En el mantenimiento correctivo de ductos, durante el periodo enero–diciembre de 2011 se realizaron 81 reparaciones de fugas, siendo las principales causas, la corrosión interior y exterior de los ductos.

- **Actividades capitalizables a ductos**

Avance en el programa de actividades capitalizables a ductos, 2011
kilómetros

Concepto	Programa	Real	Cumplimiento (%)
Sustitución total de L.D.D.	437.5	276.5	63
Sustitución total de ductos	83.2	98.3	118
Sustitución de tramos	46.8	52.3	112
Rehab. y sust. parcial de L.D.D.	7.0	9.6	137
Modificación de L.D.D.	2.3	4.6	196
Integridad y confiabilidad de ductos	7.0	4.0	57
Rehabilitación ductos	12.7	3.8	30
Modificación trazo ductos e interconexiones	2.8	3.2	116

Las desviaciones de actividades capitalizables en ductos se explican por el atraso en los procesos licitatorios y de contratación en las Regiones Norte y Sur.

ii. Instalaciones

- **Predictivo**

Avance en el programa de mantenimiento preventivo a instalaciones, 2011
número

Concepto	Programa	Real	Cumplimiento (%)
Equipo dinámico principal	10,762	9,705	90
Equipo estático principal	8,435	7,026	83
Equipo de seguridad industrial	5,306	4,353	82
Equipo de servicios auxiliares	2,698	1,967	73
Infraestructura eléctrica	1,243	1,246	100
Infraestructura civil	1,083	1,110	102
Infraestructura operativa	565	656	116
Equipo de protección ambiental	639	519	81
Infraestructura administrativa	283	179	63
Instalaciones marinas	188	142	76

La variación respecto al programa de mantenimiento predictivo a instalaciones se debe principalmente a:

- Atraso en la Región Norte en la formalización del contrato para las inspecciones de equipos, por adecuación de las bases de licitación acorde a la Ley de Petróleos Mexicanos.
- Atraso en la Región Sur en el proceso de formalización del convenio. Se inició en el mes de junio convenio con COMMINSA para la realización de las actividades predictivas.
- Atraso en el programa de mantenimiento predictivo del Sistema 1 en las Regiones Marinas, por parte de la compañía DMGP.

- **Preventivo**

Avance en el programa de mantenimiento predictivo a instalaciones, 2011
número

Concepto	Programa	Real	Cumplimiento (%)
Equipo de seguridad industrial	60,490	48,574	80
Equipo de servicios auxiliares	40,883	37,213	91
Equipo estático principal	37,206	28,089	75
Equipo de protección ambiental	9,999	8,315	83
Infraestructura Administrativa	7,040	7,181	102
Equipo dinámico principal	7,116	6,550	92
Infraestructura eléctrica	5,758	5,447	95
Infraestructura civil	5,125	4,546	89
Instalaciones marinas	2,923	2,566	88
Servicios de apoyo al mantto. a equipos dinámicos, estáticos y serv. aux.	1,645	1,612	98
Infraestructura Operativa	1,144	1,200	105

Las principales causas de variación respecto a lo programado se registran en la Región Sur por atraso en el proceso de licitación para la realización de las actividades de inspección y análisis.

En las Regiones Marinas se reprogramaron las actividades preventivas por atención a las contingencias Kambesah, Akal-N, Kax-1 y PSS Júpiter; además de presentarse atraso en el suministro de material y refaccionamiento por parte de la compañía DMGP, reprogramándose las actividades de mantenimiento a equipos auxiliares en la Terminal Marítima Dos Bocas, Cayo Arcas y Rebombeo.

- **Correctivo**

Durante el periodo enero-diciembre de 2011 se realizaron un total de 1 mil 985 trabajos de mantenimiento en instalaciones de transporte y distribución, realizándose principalmente a equipos de servicios auxiliares y a equipo dinámico.

- **Actividades capitalizables a instalaciones**

Avance en el programa de actividades capitalizables a ductos, 2011

Concepto	Unidad	Programa	Real	Cumplimiento (%)
Modificación de instalaciones	Modificación	282	270	96
Modificación de instalaciones marinas	Modificación	8	14	175
Rehabilitación de instalaciones	Rehabilitación	2,553	1,213	48
Rehabilitación de instalaciones marinas	Rehabilitación	16	2	12
Rehabilitación de edificios	Rehabilitación	114	118	103
Integridad y Confiabilidad de Instalaciones	Rehabilitación	1,216	475	39

Las desviaciones de actividades capitalizables a instalaciones se explican principalmente porque en la Región Norte se tuvo desfase del proceso licitatorio para la rehabilitación integral de instalaciones.

Adicionalmente en la Región Sur no hubo disponibilidad de las instalaciones para ejecutar las actividades de rehabilitación y modificación de instalaciones por condiciones operativas, mientras que en instalaciones marinas se reprogramaron las actividades de rehabilitación por atención a la contingencia Kambesah que realizó la Gerencia de Mantenimiento Integral de la SCSM.

iii. Equipos de perforación y mantenimiento de pozos

Avance en el programa de mantenimiento a equipos de perforación, 2011
número

Concepto	Programa	Real	Cumplimiento (%)
Mantenimiento predictivo	4,400	3,298	75
Mantenimiento preventivo	89,622	84,191	94
Mantenimiento correctivo	0	3,508	100

En lo que se refiere a las actividades de mantenimiento a equipos de perforación y mantenimiento de pozos, la desviación respecto a lo programado obedece a la falta de continuidad de contratos de servicios especializados para el mantenimiento a los componentes de los equipos de perforación y reparación de pozos, así como de los contratos de suministro de refacciones y materiales consumibles.

Adicionalmente se presentaron libranzas en los equipos de perforación y reparación de pozos por problemas en las operaciones, lo cual afectó la realización de las actividades de mantenimiento.

g. Seguridad industrial y protección ambiental

i. Desarrollo, implantación e implementación del Sistema Pemex-SSPA

PEMEX-Exploración y Producción continua impulsando fuertemente la implantación del Sistema de Gestión de la Seguridad, Salud en el Trabajo y Protección Ambiental (PEMEX-SSPA), con el objetivo de mejorar el desempeño de su organización en el corto plazo y fomentar una cultura de prevención y sustentabilidad.

El Sistema se sustenta en la aplicación sistemática de las 12 Mejores Prácticas Internacionales en la materia y un proceso consistente de Disciplina Operativa para asegurar la implementación integral de los Subsistemas de Administración de la Seguridad en los Procesos (SASP), Administración Ambiental (SAA) y Salud en el Trabajo (SAST).

Para consolidar el Sistema PEMEX-SSPA se integraron Equipos de liderazgo en SSPA en la Dirección General, las Subdirecciones sustantivas, de servicios y soporte a la operación, 13 Activos de Producción, 4 Gerencias de Transporte y Distribución de Hidrocarburos y la Unidad de Negocios de Perforación.

Para apoyar el proceso de implantación se ajustó la Organización Estructurada de 9 a 8 Cuerpos de Gobierno o Sub-equipos de Liderazgo, cada uno coordinado por un Subdirector para generar los documentos normativos que soportan la implementación del

Sistema, diseñar las estrategias y dar seguimiento al proceso. Estos son comunicados e implementados con el apoyo de sub-equipos de implantación establecidos en las Subdirecciones, Gerencias, Activos y Unidad de Negocios de Perforación.

Con la finalidad de medir el desarrollo de la implantación, desarrollar y ajustar los programas de acciones de mejora de cada unidad de implantación, se realizaron autoevaluaciones al Sistema PEMEX-SSPA a través de los Subequipos locales de SSPA durante octubre y noviembre de 2011, con los resultados siguientes:

Subdirección	Nivel			
	MPI	SASP	SAA	SAST
Sur	2.89	2.62	2.23	1.85
Norte	2.50	2.09	2.05	1.57
MSO	3.01	2.93	2.26	1.96
MNE	3.39	3.41	1.41	1.90
SDC	2.71	2.49	2.12	1.82
Promedio PEP	2.90	2.71	2.01	1.82

MPI.- 12 Mejores Prácticas Internacionales

SASP.- Subsistema de Administración de la Seguridad en los Procesos

SAA.- Subsistema de Administración Ambiental

SAST.- Subsistema de Salud en el Trabajo

En PEMEX-Exploración y Producción se ajustó la estrategia general de implantación, considerando 4 Fases y 11 líneas de acción, conforme a la versión 1.0 del Manual del Sistema PEMEX-SSPA emitido por la Dirección General. Con esta se revisaron planes de acciones de mejora del organismo con apoyo de la autoevaluación, los cuales se fortalecerán con el desarrollo del Programa Rector Integral SSPA que integra los tres planes rectores diseñados para los tres Subsistemas (SASP, SAA y SAST). Este programa define

una serie de acciones secuenciales para reforzar el proceso de implantación del Subsistema de una manera integral, disciplinada y ordenada, a través de la verificación y asesoría de la función de SSPA. Adicionalmente será efectivo en aplicación por funciones y responsabilidades en todos los niveles de la Organización.

- **Resultados**

A la fecha, los Cuerpos de Gobierno han generado 76 documentos normativos y mecanismos que soportan la implementación del Sistema PEMEX-SSPA en PEP, los cuales comprenden criterios técnicos, guías, instructivos, procedimientos, así como algunos sistemas informáticos de control.

Los esfuerzos de la organización en la implementación de las 12 Mejores Prácticas Internacionales (12MPI) se reflejan en los avances alcanzados principalmente en:

- El involucramiento de la organización en la implementación del Sistema a través de la Organización Estructurada con participación de personal directivo, gerencial, mandos medios y trabajadores.
- La implementación sistemática del proceso de rendición de cuentas quincenal en materia de SSPA ante la Dirección General a través de videoconferencia con participación de Subdirectores, Gerentes, personal de línea de mando, sindicato y prestadores de servicios.

- Elaboración y actualización de documentos normativos y manuales de capacitación en materia de SSPA acordes con las necesidades de PEP para las 12 Mejores Prácticas Internacionales, el Subsistema de Administración de la Seguridad en los Procesos, el Subsistema de Administración Ambiental, Disciplina Operativa y Auditorías Efectivas.
- En Disciplina Operativa, se han evaluado 31 mil 72 actividades e identificado 29 mil 51 procedimientos e instructivos de trabajo como necesarios, de los cuales se cuenta actualmente con 21 mil 762 procedimientos e instructivos.
- Se desarrollaron y autorizaron 8 procedimientos críticos genéricos para PEP, sustentados en el Reglamento de Seguridad e Higiene de Petróleos Mexicanos, los cuales cancelan y sustituyen a 68 documentos de nivel Subdirección, en congruencia con la racionalidad normativa del organismo.
- Para apoyar la eficiencia y objetividad de las observaciones durante las auditorías efectivas, se desarrolló una Guía Técnica para el asesoramiento (Coaching) en auditorías efectivas.
- Para fortalecer la comunicación de las responsabilidades de la línea de mando respecto a SSPA, con base en la “Guía técnica de responsabilidades de la línea de mando” se desarrollaron documentos de bolsillo específicos para los diferentes estratos desde el Director y Subdirectores hasta los Supervisores de línea.

En los 14 elementos que conforman el Subsistema de Administración de la Seguridad en los Procesos (SASP), se muestran avances notables en:

- Capacitación de 45 especialistas en el SASP, con el objetivo de formarlos como agentes multiplicadores para la implantación en sus respectivos centros de trabajo.
- Puesta en marcha del “Programa Rector Estratégico” desarrollado para fortalecer la Implantación del SASP con el objetivo de contar con una implantación disciplinada en todas las unidades de implantación de PEP.

En relación a los 15 elementos del Subsistema de Administración Ambiental (SAA) se destaca lo siguiente:

- Formación de 45 agentes multiplicadores del Subsistema de los centros de trabajo y 18 especialistas en el Subsistema para apoyar la implantación.
- Impartición de 867 Cursos relacionados a la Conciencia Ambiental, del Subsistema de Administración Ambiental y de los Procedimientos, a un total de 14 mil 548 trabajadores, así como la capacitación a 1 mil 664 trabajadores en materia del SAA.
- Entrenamiento a 1 mil 692 mandos medios y operadores sobre los Aspectos Ambientales Significativos relacionados con sus actividades y los controles operaciones ambientales.
- Desarrollo de los documentos normativos (actualización de 7 procedimientos) y cuatro cursos CBT's, para capacitación vía Universidad Virtual por parte del Cuerpo de Gobierno de Protección Ambiental.

- Desarrollo del programa rector estratégico para fortalecer la gobernabilidad, implantación y operación del subsistema en las instalaciones y centros de trabajo, definiéndose en dicho documento las responsabilidades de la línea de mando, subequipos de liderazgo y ASIPA, así como las evidencias para dar cumplimiento a los requisitos de implantación.
- La Subdirección de ASIPA a través de la Gerencia de Proyectos llevó a cabo acciones conjuntas con el Cuerpo de Gobierno y la Subdirección de Disciplina Operativa, Seguridad, Salud y Protección Ambiental (SDOSSPA-DCO) para la revisión e implantación del SAA en la Unidad de Negocios de Perforación en su fase de planeación, bajo el enfoque de procesos. A partir de estos trabajos se homologó el proceso de identificación y jerarquización de los Aspectos Ambientales Significativos (AAS) (Elemento 1) y los requisitos legales y otros requisitos (Elemento 2), y se desarrollaron los objetivos, metas, programas e indicadores para cada uno de ellos (Elemento 3), los cuales son de aplicación para todas las Unidades Operativas. Asimismo, a través de pláticas sobre el enfoque por procesos y las 11 líneas de acción, se efectuó el fortalecimiento de la Línea de Mando-UNP para el cumplimiento de los roles y responsabilidades del SAA y de las actividades de implantación y mantenimiento del mismo.

En relación al Subsistema de Salud en el Trabajo se designaron los candidatos para formación de especialistas en Higiene Industrial y administradores de los Servicios Multidisciplinarios de Salud en el Trabajo (SMST) que participarán en los programas corporativos del SAST.

Cabe destacar que el Sistema de Disciplina Operativa (SISDO) desarrollado por PEP, por su funcionalidad y eficacia fue entregado a la Dirección Corporativa de Operaciones para administración y uso en otras Subsidiarias, ya que fue designado como la herramienta institucional de Disciplina Operativa para Pemex (actualmente se encuentra en proceso de implementación en Pemex Petroquímica, Refinación, así como Gas y Petroquímica Básica).

En el mes de octubre 2011, se desarrolló la “semana de cultura de Disciplina Operativa” promovida por el Cuerpo de Gobierno con un programa que consideró, auditorías, capacitación, campañas de difusión: mediante posters, computadora y recibos de pago, encuestas, mensajes grabados y películas relacionadas con el tema.

En cuanto a la Capacitación en el Sistema PEMEX-SSPA, en este año se han desarrollado a través de terceros 295 talleres de entrenamiento con 5 mil 504 participantes, los que fueron evaluados previamente obteniendo calificaciones promedio de 5.98 y al finalizar el proceso de entrenamiento la evaluación final arrojó un promedio de 9.3 de calificación, siendo la áreas con mayor incremento de calificaciones las relacionadas con el SASP y el SAA.

Así mismo, en septiembre 2011 concluyó el entrenamiento de 26 nuevos especialistas en el Subsistema de Administración de Seguridad en los Procesos (SASP).

Para determinar el grado de involucramiento de la línea de mando y contar con un punto de referencia respecto a la media obtenida de compañías internacionales de clase mundial, se desarrolló una encuesta de percepción durante los meses de marzo con enfoque en personal directivo, gerencial, mandos medios y supervisores en una

primera etapa a 250 personas y en una segunda etapa a 5 mil 27 de la población general de la subsidiaria, en los centros de trabajo que se señalan en el siguiente cuadro:

Localidad	Activo
Cd. Del Carmen, Campeche	Cantarell Ku – Maloob - Zaap
Paraiso, Tabasco	Abkatún – Pol – Chuc Litoral de Tabasco AIPRA Poza Rica – Altamira AIPRA Cerro Azul Aceite Terciario del Golfo
Reynosa, Tamaulipas	Burgos
Altamira, Tamaulipas	AIPRA Altamira
Boca del Río, Veracruz	Veracruz
Comalcalco, Tabasco	Bellota – Jujo
Agua Dulce, Veracruz	Cinco Presidentes
Macuspana, Tabasco	Macuspana
Reforma, Chiapas	Muspac
Villahermosa, Tabasco	Samaria - LUna

• Consolidación del Sistema y Próximos Pasos

En relación a los resultados de la encuesta de cultura SSPA, estos se presentarán durante 2012 a través de un programa comunicación e identificación de acciones de mejora para concertar programas de atención y seguimiento.

En el mes de febrero de 2011 inició un programa para apoyar la implementación y mejora operativa del Subsistema de Administración de Seguridad en los Procesos (SASP) en 14 instalaciones seleccionadas como modelo para su posterior replica.

Subdirección	Instalación modelo	Área de adscripción	Ciudad base
Producción Región Sur	Complejo Samaria II	AP Samaria Luna	Villahermosa
	Cárdenas Norte	AP Bellota Jujo	Villahermosa
Producción Región Norte	Estación ERG Papan	Al Veracruz	Veracruz
	Campo 2	AP Poza Rica Altamira	Poza Rica
Producción Región Marina Noreste	Zaap C	AP Ku Maloob Zaap	Cd del Carmen
	Akal Bravo	AP Cantarell	Cd del Carmen
Producción Región Marina Suroeste	Abkatún Delta	AP Litoral de Tabasco	Paraíso
	Pol-A	AP Abkatún Pol Chuc	Paraíso
Distribución y Comercialización	CPG Akal C-7/C-8	GTDH Marina Noreste	Cd del Carmen
	CCC Palomas	GTDH Sur	Villahermosa
	EMC Km. 19	GTDH Norte	Reynosa
Unidad de Negocios de Perforación	Comalcalco 337	UO Comalcalco	Paraíso
	Veracruz 317	UO Veracruz	Veracruz
	Kumaza 4048	UO Ku Mallob Zaap	Cd del Carmen

Con el desarrollo del Programa Rector Estratégico se amplió el alcance de la estrategia a los 3 Subsistemas. El enfoque de la implementación durante 2012 será en todas las Unidades de Implantación, manteniendo el énfasis en las 14 instalaciones modelo mencionadas.

Con base en los avances del Plan de Implantación y los programas de mejora de las Subdirecciones Operativas y Cuerpos de Gobierno, así como el proceso de reestructuración de PEP, se definieron las siguientes acciones:

- Fortalecer las capacidades de la Función de SIPA para el desempeño eficiente y eficaz de sus nuevos roles conforme al proceso de reestructuración.

- Realizar las actividades necesarias para lograr una Implantación disciplinada, homogénea e integral que permita llevar a la organización al logro sustentable del nivel 2 en los 3 subsistemas.
- Mantener el apoyo y asesoría en el desarrollo de las actividades correspondientes al nivel 3.
- Fortalecer la mejora continua de los programas de rendición de cuentas de los Equipos de Liderazgo en SSPA en todos los niveles de la Organización y asegurar su sistematización y homologación.
- Apoyar a los Equipos y Subequipos SSPA para mantener actualizadas sus Actas Constitutivas y asegura la capacitación sus integrantes conforme el ámbito de responsabilidad correspondiente y la versión 1.0 del Manual y la Guía Técnica de Organización Estructurada Clave 800/16000/DCO/GT/022/10.
- Desarrollar acciones para la comunicación y cumplimiento de la Guía Técnica de responsabilidades respecto al Sistema PEMEX-SSPA para personal de línea de mando a través de documentos personalizados por estrato jerárquico.
- Promover la aplicación de la motivación progresiva en SSPA incluyendo el mecanismo de reconocimiento y consecuencias.
- Promover la participación del Sindicato en el proyecto de implantación del Sistema.

ii. Accidentabilidad

• Resultados consolidados en PEP

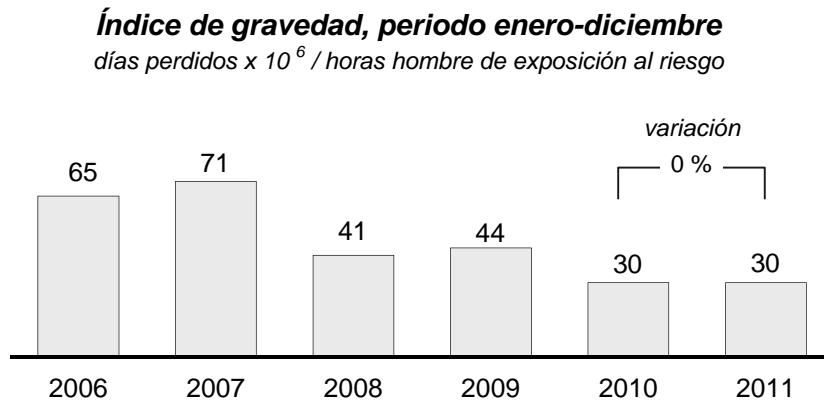
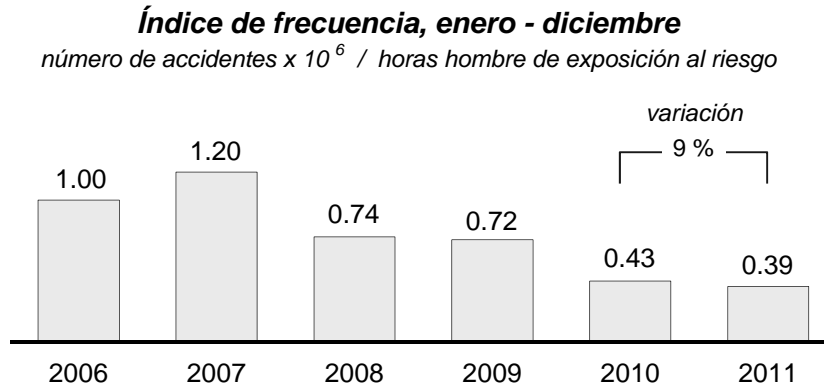
En el año 2011, en los Activos de Producción, Integrales y Exploratorios, Gerencias de Servicio Especializado en Exploración y Producción, incluyendo las actividades de Unidad de Negocios de Perforación, se obtuvo el desempeño que se muestra en el cuadro siguiente:

Accidentabilidad en PEP, enero - diciembre
número

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	Variación respecto a 2010 (%)
Número de accidentes							
<i>Consolidado PEP</i>	131	167	104	102	58	53	(9)
Activos PEP	28	32	11	10	6	18	200
UNP	103	135	93	92	52	35	(33)
Índice de frecuencia							
<i>Consolidado PEP</i>	1.0	1.2	0.74	0.72	0.43	0.39	(9)
Activos PEP	0.29	0.33	0.11	0.10	0.07	0.20	186
UNP	2.59	3.32	2.18	2.08	1.17	0.82	(30)
Índice de gravedad							
<i>Consolidado PEP</i>	65	71	41	44	30	30	0
Activos PEP	22	30	14	12	6	15	150
UNP	170	170	104	112	79	63	(20)

Índice de frecuencia y gravedad

Como resultado de las acciones que se han implementado para disminuir los accidentes personales registrables estadísticamente en la Unidad de Negocios de Perforación, el índice de frecuencia durante 2011 disminuyó en 9 por ciento respecto al registrado en el año anterior, mientras que el índice de gravedad se mantuvo en el mismo nivel.



Índice de Actos Seguros (IAS)

Con el establecimiento y ejecución del programa de auditorías efectivas en los Activos Integrales y Exploratorios, en las Gerencias de Servicios Especializado en Exploración y Producción, así como en las áreas de la Unidad de Negocios de Perforación, se realizaron durante el año un total de 142 mil 332 auditorías efectivas, obteniendo un Índice de Actos Seguros (IAS) promedio de 93 por ciento, con la observación preventiva a los comportamientos de un total 2 millón 122 mil 673 trabajadores de PEP y Compañías al momento de ejecutar sus operaciones.

Mediante el desarrollo de las auditorías efectivas realizadas se ha permitido identificar actos y prácticas inseguras del personal durante sus labores, así mismo contactar y conversar con el personal infractor para lograr el convencimiento de modificar su conducta hacia un compromiso de trabajar de forma segura y responsable; además de reconocer al personal que trabaja con apego a la normatividad establecida en los centros de trabajo.

Los 224 mil 851 actos inseguros identificados se clasifican conforme a las categorías de observación presentadas en el cuadro siguiente:

Actos inseguros identificados, enero-diciembre
por ciento

Categorías de observación	2010	2011
Equipo protección personal	41	39
Procedimientos, orden y limpieza	30	32
Acciones y reacciones	13	13
Posiciones de las personas	9	9
Herramienta y equipos	7	7

El incremento respecto al año anterior en la categoría “Procedimientos, orden y limpieza”, no necesariamente es muestra de un desempeño deficiente, más bien es el resultado de mejora en las habilidades de observación del personal que realiza la auditoría, lo anterior debido al reforzamiento de capacitación en la aplicación de la metodología.

El comportamiento responsable del personal al momento de realizar sus tareas se traduce en la reducción del número de actos inseguros, lo cual se ve reflejado en el año 2011 en la categoría “Equipo de protección personal”, la cual se redujo con relación a 2010.

- **Activos de producción, integrales y de exploración**

Instalaciones sin accidentes personales

De 723 instalaciones en operación de PEMEX-Exploración y Producción (incluyendo tripuladas y no tripuladas), 362 acumularon más de 1 mil días sin accidentes y 12 con más de 365. El detalle puede apreciarse en el cuadro siguiente:

<i>Instalaciones sin accidentes</i>		
<i>número</i>		
	con más de 1,000 días sin accidentes	con más de 365 días sin accidentes
Total PEP	362	12
Región Norte		
Poza Rica-Altamira	162	1
Aceite Terciario del Golfo	31	5
Veracruz	27	1
Burgos	9	-
Región Sur		
Macuspana-Muspac	40	-
Cinco Presidentes	30	-
Bellota-Jujo	22	-
Samaria-Luna	12	-
Región Marina Noreste		
Cantarell	5	2
Ku-Maloob-Zaap	5	-
Región Marina Suroeste		
Abkatún-Pol-Chuc	3	-
Litoral Tabasco	1	1
Distribución y Comercialización		
Norte	8	-
Marina Noreste	4	1
Sur	3	-
Marina Suroeste	-	1

Accidentes personales

Durante 2011 se registraron 18 accidentes personales en los Activos de Producción, Integrales y Exploratorios, en conjunto con las Áreas de Servicio Especializado, superior a los 6 accidentes reportados el año anterior. El mejor desempeño se presentó en las Subdirecciones de Producción Regiones Marinas Noreste y Suroeste, así como en la Subdirección de Servicios a Proyectos (SSAP) con cero accidentes personales registrables estadísticamente.

Estadística de accidentes, enero-diciembre número

Área	2006	2007	2008	2009	2010	2011	Variación respecto a 2010 (%)
<i>Total:</i>	28	32 ^a	11	10	6	18	200
<i>Producción Región Norte</i>	8	6	3	2	0	3	n.a.
Activo Integral Burgos	0	0	0	0	0	0	0
Activo Producción Poza Rica - Altamira	3	6	3	1	0	1	n.a.
Activo Integral Veracruz	3	0	0	1	0	1	n.a.
Activo Integral Aceite Terciario del Golfo	-	-	0	0	0	1	n.a.
Áreas Administrativas	2	0	0	0	0	0	0
<i>Producción Región Sur</i>	14	5	5	0	3	7	133
Activo Producción Bellota - Jujo	0	0	1	0	0	0	0
Activo Producción Cinco Presidentes	2	2	0	0	2	0	(100)
Activo Producción Macuspana-Muspac ^b	2	0	1	0	0	1	n.a.
Activo Producción Samaria-Luna	1	1	0	0	0	1	n.a.
Áreas Administrativas	9	2	3	0	1	5	400
<i>Producción Región Marina Noreste</i>	3	3	0	2	1	0	(100)
Activo Producción Cantarell	2	2	0	2	1	0	(100)
Activo Producción Ku -Maloob - Zaap	0	1	0	0	0	0	0
Áreas Administrativas	1	0	0	0	0	0	0
<i>Producción Región Marina Suroeste</i>	0	2	0	0	2	0	(100)
Activo Producción Abkatún - Pol - Chuc	0	1	0	0	0	0	0
Activo Producción Litoral Tabasco	0	0	0	0	2	0	(100)
Activo Integral Holok-Temoa	-	0	0	0	0	0	0
Áreas Administrativas	0	1	0	0	0	0	0
<i>Servicios a Proyectos</i>	0	0	0	0	0	0	0
<i>Mantenimiento y Logística^c</i>	3	6	2	2	0	2	n.a.

Área	2006	2007	2008	2009	2010	2011	Variación respecto a 2010 (%)
<i>Distribución y Comercialización^d</i>	-	8	1	4	0	3	<i>n.a.</i>
<i>Aud de Seg. Industrial y Protección Ambiental^e</i>	-	1	0	0	0	0	0
<i>Administración y Finanzas^f</i>	0	0	0	0	0	3	<i>n.a.</i>

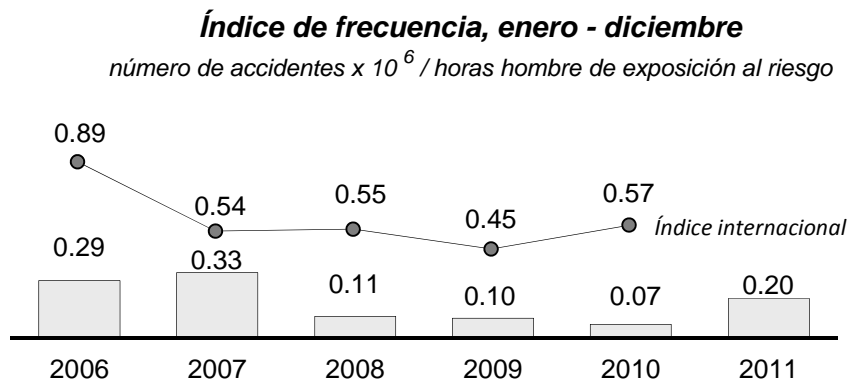
- a. Incluye 1 accidente de la SCTI.
- b. A partir de octubre de 2011 se integran los Activos Integrales Macuspana y Muspac.
- c. A partir de octubre de 2011 se incorporaron las Gerencias de Construcción y Mantenimiento Sur y Norte.
- d. Área incorporada a partir de 2007.
- e. A partir de 2009 se incorporaron las Gerencias y Unidades de SIPA.
- f. A partir de julio de 2011 se incorporaron las Gerencias de Administración y Finanzas.

Accidentes fatales

En el año 2011, no se registraron accidentes con consecuencia fatal en los Activos de Producción, Integrales y Exploratorios, incluyendo las Gerencias de Servicio Especializado.

Índice de frecuencia

El índice de frecuencia fue de 0.20 en los Activos de Producción, Integrales y Exploratorios, incluyendo las Gerencias de Servicio Especializado, manteniéndose en niveles de desempeño por debajo de la referencia internacional de la *Oil and Gas Producers (OGP)*, para las actividades de exploración y producción.



Índice de frecuencia, periodo enero-diciembre
número de accidentes x 10⁶ / horas hombre de exposición al riesgo

Área	2006	2007	2008	2009	2010	2011	Variación respecto a 2010 (%)
Índice Internacional ^a	0.89	0.54	0.55	0.45	0.57 ^b		
<i>Índice activos de PEP</i>	<i>0.29</i>	<i>0.33</i>	<i>0.11</i>	<i>0.10</i>	<i>0.07</i>	<i>0.20</i>	<i>186</i>
Producción Región Norte	0.3	0.2	0.1	0.08	0	0.20	n.a.
Activo Integral Burgos	0	0	0	0	0	0	0
Activo Producción Poza Rica - Altamira	0.2	0.4	0.2	0.1	0	0.27	n.a.
Activo Integral Veracruz	1.4	0	0	0.4	0	0.97	n.a.
Activo Integral Aceite Terciario del Golfo	-	-	0	0	0	0.61	n.a.
Producción Región Sur	0.4	0.2	0.2	0	0.14	0.38	171
Activo Producción Bellota - Jujo	0	0	0.5	0	0	0	0
Activo Producción Cinco Presidentes	0.6	0.6	0	0	1.04	0	(100)
Activo Producción Macuspana-Muspac ^c	0.5	0	0.5	0	0	0.54	n.a.
Activo Producción Samaria-Luna	0.3	0.3	0	0	0	0.64	n.a.
Producción Región Marina Noreste	0.2	0.2	0	0.1	0.08	0	(100)
Activo Producción Cantarell	0.2	0.3	0	0.2	0.12	0	(100)
Activo Producción Ku -Maloob - Zaap	0	0.4	0	0	0	0	0
Producción Región Marina Suroeste	0	0.3	0	0	0.27	0	(100)
Activo Producción Abkatún - Pol - Chuc	0	0.2	0	0	0	0	0
Activo Producción Litoral Tabasco	0	0	0	0	1.62	0	(100)
Activo Integral Holok-Temoa	-	-	0	0	0	0	0
Servicios a Proyectos	0	0	0	0	0	0	0
Mantenimiento y Logística ^d	0.2	0.5	0.1	0.14	0	0.13	n.a.
Distribución y Comercialización ^e	-	1.1	0.1	0.52	0	0.43	n.a.
<i>Aud. de Seg. Industrial y Protección Ambiental ^f</i>	<i>-</i>	<i>9</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>
<i>Administración y Finanzas ^g</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0.42</i>	<i>n.a.</i>

a. La referencia internacional para índice de frecuencia en Exploración y Producción es la Oil and Gas Producers (OGP), los valores corresponden a cierres anuales.

b. Resultados OGP 2010 considerando el LTI (lost time injury)

c. A partir de octubre de 2011 se integran los Activos Integrales Macuspana y Muspac.

d. A partir de octubre de 2011 se incorporaron las Gerencias de Construcción y Mantenimiento Sur y Norte.

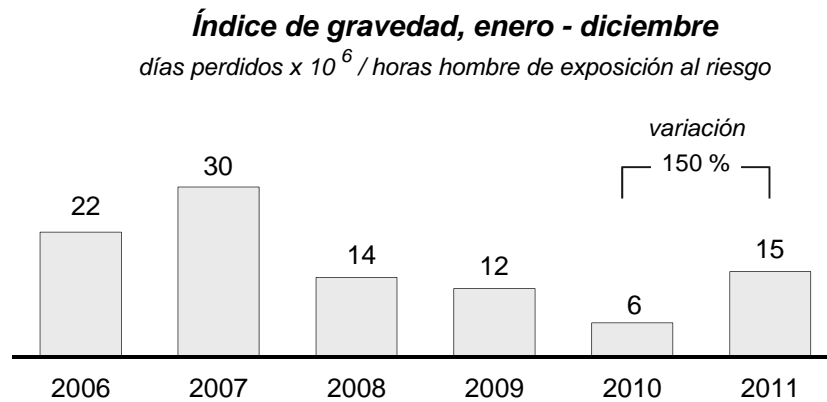
e. Área incorporada a partir de 2007.

f. A partir de 2009 se incorporaron las Gerencias y Unidades de SIPA.

g. A partir de julio de 2011 se incorporaron las Gerencias de Administración y Finanzas.

Índice de gravedad

El índice de gravedad para los Activos de Producción, Integrales y Exploratorios, incluyendo las Gerencias de Servicio Especializado, al cierre del año 2011 fue de 15, superior al registrado el año anterior como consecuencia del incremento en el número de accidentes.



Área	2006 ^a	2007	2008	2009	2010	2011	Variación respecto a 2010 (%)
Índice activos de PEP	22	30	14	12	6	15	150
Producción Región Norte	20	32	12	11	0	16	n.a.
Activo Integral Burgos	0	0	0	0	0	0	-
Activo Producción Poza Rica - Altamira	24	59	23	12	0	30	n.a.
Activo Integral Veracruz	43	0	0	46	0	51	n.a.
Activo Integral Aceite Terciario del Golfo	-	-	0	0	0	46	n.a.
Producción Región Sur	30	16	32	0	5	44	780
Activo Producción Bellota - Jujo	0	0	74	0	0	0	0
Activo Producción Cinco Presidentes	24	44	0	0	41	0	(100)
Activo Producción Macuspana-Muspac ^b	36	0	48	0	0	33	n.a.
Activo Producción Samaria-Luna	45	36	0	0	0	28	n.a.
Producción Región Marina Noreste	21	30	0	15	9	0	(100)
Activo Producción Cantarell	34	33	0	25	14	0	(100)
Activo Producción Ku -Maloob - Zaap	0	45	0	0	0	0	0

Área	2006 ^a	2007	2008	2009	2010	2011	Variación respecto a 2010 (%)
Producción Región Marina Suroeste	0	16	0	0	36	0	(100)
Activo Producción Abkatún - Pol - Chuc	0	15	0	0	0	0	0
Activo Producción Litoral Tabasco	0	0	0	0	217	0	(100)
Activo Integral Holok-Temoa	-	-	0	0	0	0	0
Servicios a Proyectos	0	0	0	0	0	0	0
Mantenimiento y Logística ^c	27	36	14	24	0	3	n.a.
Distribución y Comercialización ^d	-	95	6	50	0	28	n.a.
<i>Aud. de Seg. Industrial y Protección Ambiental</i> ^e	-	37	0	0	0	0	0
<i>Administración y Finanzas</i> ^f	0	0	0	0	0	13	n.a.

a. Cambio en el Lineamiento para el cálculo de índice de frecuencia y gravedad por accidentes de trabajo en Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios clave COMERI R 182.

b. A partir de octubre de 2011 se integran los Activos Integrales Macuspana y Muspac.

c. A partir de octubre de 2011 se incorporaron las Gerencias de Construcción y Mantenimiento Sur y Norte.

d. Área incorporada a partir de 2007.

e. A partir de 2009 se incorporaron las Gerencias y Unidades de SIPA.

f. A partir de julio de 2011 se incorporaron las Gerencias de Administración y Finanzas.

Para mejorar el desempeño en seguridad, se continúa con la implementación y reforzamiento de acciones preventivas y correctivas en los Activos de Producción, Integrales y Exploratorios, incluyendo las Gerencias de Servicio Especializado, entre otras, las que se indican a continuación:

- Aplicar formato de seguridad para concientizar al personal de las medidas de seguridad que deben adoptar antes de iniciar las labores.
- Identificar y evaluar los riesgos para prevenirlos y/o corregirlos mediante la aplicación de la metodología Análisis de la Seguridad del Trabajo (AST).
- Verificar la aplicación de la Guía de Supervisión Segura.

- Impartir pláticas de seguridad al inicio de la jornada laboral.
- Reforzar la aplicación del Sistema de Permisos para Trabajos con Riesgos (SPPTR), para el control de riesgos.
- Reforzar la ejecución de auditorías efectivas y aplicación de ciclos de trabajo de disciplina operativa a los procedimientos de operación y mantenimiento.
- Elaborar los análisis de incidentes con la participación activa de los Equipos de Liderazgo de las áreas operativas.
- Continuar con la implementación operativa en los Centros de Trabajo del Sistema de Administración de Seguridad de los Procesos.
- Informar el desempeño en materia de Seguridad, Salud y Protección Ambiental, los responsables de cada instalación en los Centros de Trabajo.

Índice de Actos Seguros (IAS)

En las actividades de Activos de Producción, Integrales y Exploratorios, incluyendo las Gerencias de Servicio Especializados, se llevaron a cabo un total de 92 mil 355 auditorías efectivas, con lo cual se obtiene un Índice de Actos Seguros promedio de 92 por ciento, mediante la observación de 1 millón 326 mil 936 trabajadores de PEP y Compañías que laboran en dichas instalaciones durante el año 2011.

- **Unidad de Negocios de Perforación (UNP)**

Equipos de perforación sin accidentes personales

De 203 equipos tripulados con personal de PEP en las zonas terrestres, lacustres y marinas, 71 han acumulado más 365 días sin accidentes personales registrables estadísticamente, que representan el 35 por ciento del total en operación, 86 equipos alcanzaron más de 1 mil días sin accidentes, que es un 42 por ciento. El detalle puede apreciarse en el cuadro siguiente:

Equipos de perforación sin accidentes
número

División	Equipos operando	Equipos sin accidentes	
		con más de 1,000 días	con más de 365 días
<i>UNP</i>	203	86	71
Norte	99	49	30
Sur	48	22	15
Marina	56	15	26

Accidentes personales

Durante 2011 el número de accidentes personales registrables estadísticamente en la Unidad de Negocios de Perforación (UNP) fue de 35, cifra menor con respecto al año 2010 que fue de 52, representando una disminución del 33 por ciento.

De los 35 lesionados, 18 han ocurrido en el piso de perforación lo que representa un 51 por ciento del total y los restantes en áreas adyacentes, tales como; changuera, cuarto de control eléctrico, de máquinas, patio de maniobras, presa de lodos, entre otros.

Así mismo del total de lesionados, el 69 por ciento presentaron fracturas y amputaciones en extremidades superiores e inferiores.

Estadística de accidentes, enero - diciembre
número

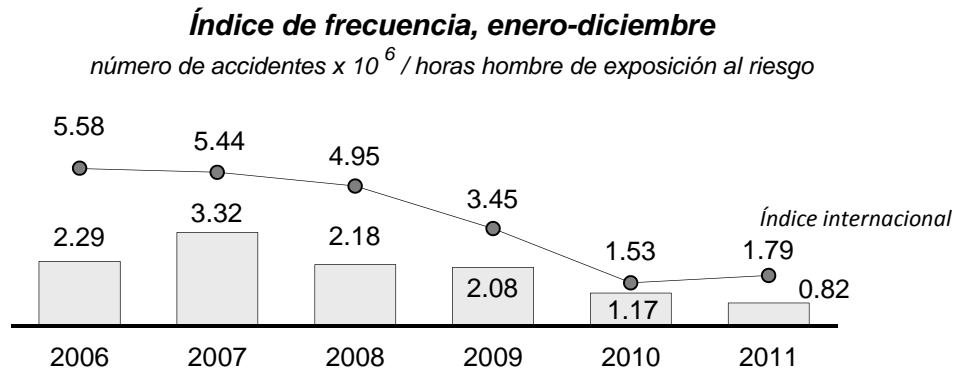
División	2006	2007	2008	2009	2010	2011	Variación respecto a 2010 (%)
<i>UNP</i>	103	135	93	92	52	35	(33)
Norte	25	21	26	25	9	12	33
Sur	27	43	26	21	22	14	(36)
Marina	51	71	41	46	21	9	(57)

Accidentes fatales

En 30 de julio de 2011 se presentó un accidente de trabajo con consecuencia fatal en el Equipo IPC- 771, Pozo Comititas 102 adscrito a la Unidad Operativa Reynosa. El accidente ocurrió durante los preparativos para la colocación de un tapón de cemento por circulación, al levantar el tramo de tubería y las conexiones con el elevador para realizar la conexión al tubo que se encontraba en cuñas (mesa rotaria), y al sentar el piñón en la caja, los accesorios se desprendieron y cayeron a nivel del piso golpeando en la cabeza al trabajador con categoría ayudante de perforador segundo, quien falleció en el sitio.

Índice de frecuencia

El índice de frecuencia en el año 2011 fue de 0.82, menor en 30 por ciento respecto al año anterior. Este resultado es el mejor desempeño en la historia de las actividades de perforación en PEP, los cuales se mantienen a niveles de desempeño por debajo de la referencia internacional para lesiones con pérdida de tiempo (LTI) de la *Internacional Association of Drilling and Contractors (IADC)*, para las actividades de perforación.



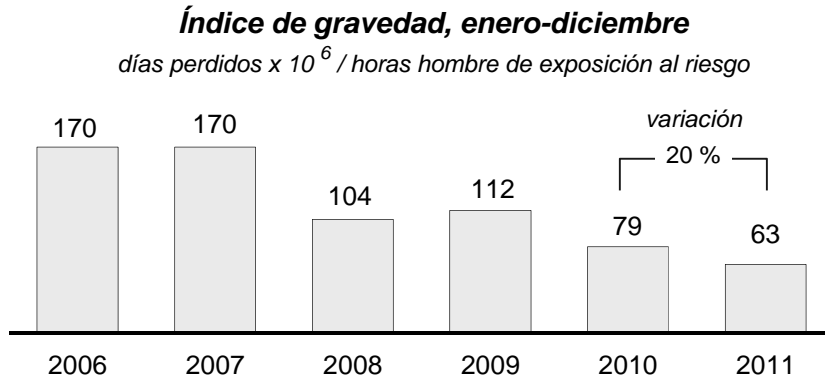
División	2006	2007	2008	2009	2010	2011	Variación respecto a 2010 (%)
Índice internacional ^a	5.58	5.44	4.95	3.45		1.79 ^b	
UNP	2.59	3.32	2.18	2.08		0.82	(30)
Norte	2.3	2.0	2.2	1.78		0.89	41
Sur	2.5	3.7	2.3	1.83		1.15	(36)
Marina	2.9	4.0	2.2	2.49		0.53	(55)

a. La referencia internacional en índice de frecuencia para la UPMP para el 2011 es la *Internacional Association of Drilling and Contractors (IADC)*, con el rubro de LTI que considera lesiones con pérdida de tiempo y fatalidades.

b. Tercer trimestre 2011 de la IADC.

Índice de gravedad

El índice de gravedad se ubicó en 63, inferior en 20 por ciento respecto al año anterior que fue de 79, debido a la disminución en el número de accidentes y a la severidad de los mismos.



División	2006	2007	2008	2009	2010	2011	Variación respecto a 2010 (%)
UNP	170	170	104	112	79	63	(20)
Norte	167	107	104	110	37	64	73
Sur	233	187	120	140	118	91	(23)
Marina	128	200	96	98	88	43	(51)

Para mantener y mejorar los resultados se desarrolla y refuerza una serie de acciones preventivas y correctivas, entre otras, las que se indican a continuación:

- Aplicar formato de seguridad para concientizar al personal de las medidas de seguridad que deben adoptar antes de iniciar las labores.

- Reforzar la aplicación de las herramientas de seguridad (AST, SPPTTR) de una manera efectiva supervisada por los mandos medios.
- Continuar con la implementación operativa en los Equipos de Perforación del Sistema de Administración de Seguridad de los Procesos.
- Verificar la disponibilidad y aplicación de procedimientos específicos de la tarea y críticos de seguridad.
- Verificar la atención de condiciones inseguras detectadas en auditorías e inspecciones.
- Realizar los análisis técnicos de los incidentes potencialmente graves de forma inmediata, emitiendo alertas y recomendaciones rápidas para su aplicación.
- Reconocer al personal de los equipos por su desempeño en seguridad por Unidad Operativa, resaltando el esfuerzo y liderazgo de las tripulaciones más destacadas en el rubro de Seguridad y Protección al Ambiente.

Índice de Actos Seguros

En las operaciones de perforación y mantenimiento a pozos se realizaron un total de 49 mil 977 auditorías efectivas, obteniéndose un índice de 93 por ciento, mediante la observación preventiva a los comportamientos de 795 mil 737 trabajadores durante el año 2011.

- **Accidentabilidad de Contratistas**

Los contratos celebrados con los prestadores de servicios incluyen el Anexo “S”, relativo a las “Obligaciones de Seguridad, Salud en el Trabajo y Protección Ambiental de los Proveedores o Contratistas que realizan actividades en instalaciones de PEMEX-Exploración y Producción”, cuyo objetivo es establecer los requerimientos en materia de Seguridad, Salud y Protección Ambiental que deben cumplir las compañías y todo su personal, con el fin de prevenir y evitar la ocurrencia de accidentes.

Número de proveedores

En el periodo de referencia, 1 mil 106 compañías en promedio prestaron diversos tipos de servicios entre otros:

- Diseño e ingeniería
- Construcción y mantenimiento en ductos e instalaciones
- Logística y transporte
- Perforación, terminación y mantenimiento de pozos
- Prospección sísmica
- Remediación ambiental

El promedio mensual de trabajadores de proveedores y contratistas que prestan servicios a PEP es de 97 mil 385, que comparado con el número de trabajadores de nuestro Organismo que es de 51 mil 713 plazas ocupadas, existe una relación de 4 de PEP por 7 de compañía.

Censo de compañías en PEP, enero-diciembre
número

<i>Subdirección</i>	<i>Número de compañías</i>	<i>Número de trabajadores en promedio por mes</i>
Total	1,106	97,385
Producción Región Norte	244	16,970
Producción Región Sur	238	8,921
Producción Región Marina Noreste	64	1,042
Producción Región Marina Suroeste	38	640
Servicios a Proyectos	23	3,446
Mantenimiento y Logística	131	29,681
Distribución y Comercialización	60	6,853
Unidad de Negocios de Perforación	308	29,832

Accidentes personales

El número de accidentes personales registrables estadísticamente para el año 2011, en actividades realizadas por las compañías contratistas y proveedores fue de 84, cifra igual al año anterior. Destaca el hecho de que en las instalaciones adscritas a la Subdirección de Producción Región Marina Noreste, no hubo accidentes personales registrables estadísticamente.

Estadística de accidentes de compañías, enero-diciembre
número

Área	2006	2007	2008	2009	2010	2011	Variación respecto a 2010 (%)
<i>Total</i>	114	136	133	109	84	84	0
Producción Región Norte	4	4	5	5	4	8	100
Producción Región Sur	1	1	3	4	1	2	100
Producción Región Marina Noreste	5	1	0	2	1	0	(100)
Producción Región Marina Suroeste	1	0	1	0	0	1	n.a.
Servicios a Proyectos	27	36	19	13	7	12	71
Mantenimiento y Logística	12	28	12	6	24	18	(25)
Distribución y Comercialización ^a	-	-	2	0	8	3	(63)
Exploración	0	0	0	0	0	10	n.a.
Unidad de Negocios de Perforación	64	66	91	79	39	30	(23)

a. Área incorporada a partir de 2007.

Accidentes fatales

En el año 2011 se presentaron 8 accidentes fatales, de entre los que destaca el ocurrido en el mes de septiembre en las costas de Frontera, Tabasco, cuando el artefacto naval tipo Liftboat “Trinity II”, debido al oleaje y fuertes vientos provocados por la tormenta tropical Nate, sufre rotura de una de sus patas de popa, provocando que el personal abandonara la embarcación. Como consecuencia de este accidente se reportaron 4 decesos.

La embarcación servía como campamento para la brigada de la empresa contratista Geokenetics y realizaba trabajos de sísmica 3D para el proyecto Tzmil-Tojual de la Gerencia de Geofísica de Exploración.

El resumen de los otros 4 accidentes fatales se presenta a continuación:

- El 4 de abril, un trabajador con categoría laminero de la compañía Construcciones y Recubrimientos Industriales Mayurse, S.A. de C.V. con contrato administrado por la Gerencia de Construcción y Mantenimiento de la Subdirección de Producción Región Sur, cayó de una altura aproximada de 8 metros en el taller de combustión interna equipo pesado de las Choapas Veracruz, en el momento que estaba sujetando el cable de vida a la estructura para iniciar los trabajos de fijación de láminas, falleciendo horas más tarde a consecuencia de los golpes recibidos.

- El 13 de mayo, en actividades de dragado con herramienta tipo Air-Lift en el lecho marino a una profundidad de 111 pies, en el cruce no. 02 de la línea regular de 24" Ø, de Homol-A a Chuc-A y la línea no. 242 de 16"Ø de Abkatun-PTB-1 a Chuc-B, con contrato administrado por la Gerencia de Proyectos Marinos de la SSAP, el trabajador con categoría buzo de la compañía Permducto, S.A. de C.V. se ubicó accidentalmente en el vector de succión del Air-Lift lo que provocó que fuera atrapado por el equipo, causando diversas heridas y asfixia causando el fallecimiento al trabajador.

- El 16 de septiembre, el trabajador con categoría operador especialista-equipo mecánico (gruero y bombero) de la compañía TITSA subcontratada por GSM, al estar realizando maniobras para levantar la nave del lado este de la subestructura (caseta del perforador) para colocar la geomembrana en la parte de abajo para realizar la limpieza de la nave, al levantarla con el apoyo de dos grúas, se desbalanceó la carga cayendo encima de la cabina de la grúa, ocasionando el fallecimiento del trabajador.

- El 26 de octubre, en la Plataforma Maloob-B, al estar realizando instalación de parillas en el segundo nivel de la plataforma, una de ellas cayó accidentalmente al primer nivel, golpeando el medio árbol de unos de los pozos y proyectándose hacia al trabajador con categoría de supervisor de seguridad industrial de la compañía Oceanografía S.A. de C.V. (contrato administrado por la Gerencia de Mantenimiento Integral Marino de la SML), falleciendo tres días después en el Hospital del IMSS de Campeche como consecuencia de los golpes recibidos.

Accidentes fatales de compañías, enero-diciembre
número

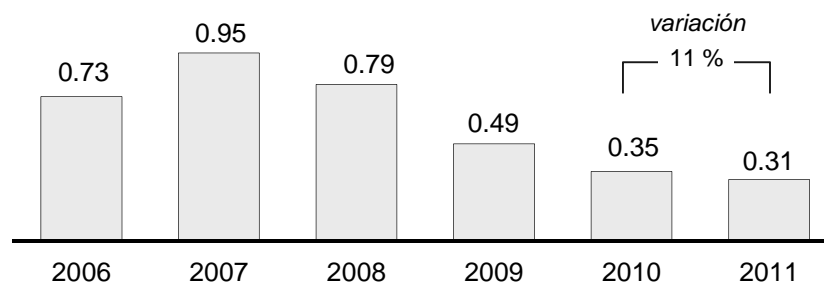
Subdirección	2006	2007	2008	2009	2010	2011	Variación respecto a 2010, (%)
Total:	8	21	1	5	0	8	100
Producción Región Norte	2	0	0	0	0	0	0
Producción Región Sur	1	1	0	0	0	1	n.a.
Producción Región Marina Noreste	0	0	0	0	0	0	0
Producción Región Marina Suroeste	0	0	0	0	0	0	0
Servicios a Proyectos	3	0	0	3	0	1	n.a.
Mantenimiento y Logística	0	6	1	0	0	1	n.a.
Distribución y Comercialización ^a	-	0	0	0	0	0	0
Exploración	0	0	0	0	0	4	n.a.
Unidad de Negocios de Perforación	2	14	0	2	0	1	n.a.

a. Área incorporada a partir de 2007

Índice de frecuencia

El índice de frecuencia de las compañías contratistas y proveedoras fue de 0.31, cifra menor al obtenido el año anterior en 11 por ciento, debido al incremento de las Horas Hombre de Exposición al Riesgo.

Índice de frecuencia de compañías, enero-diciembre
número de accidentes x 10⁶ / horas hombre de exposición al riesgo



Índice de frecuencia de compañías, enero-diciembre

número de accidentes x 10⁶ / horas hombre de exposición al riesgo

Subdirección	2006	2007	2008	2009	2010	2011	Variación respecto a 2010 (%)
Índice de frecuencia de compañías	0.73	0.95	0.79	0.49	0.35	0.31	(11)
Producción Región Norte	0.22	0.15	0.16	0.18	0.09	0.15	67
Producción Región Sur	0.13	0.12	0.23	0.12	0.02	0.04	100
Producción Región Marina Noreste	0.73	0.15	0	0.57	0.28	0	(100)
Producción Región Marina Suroeste	0	0	1.34	0	0	0.61	n.a.
Ingeniería y Desarrollo de Obras Estratégicas	0.57	1.42	0.85	0.43	0.49	0.94	92
Coordinación de Servicios Marinos	0.3	0.5	0.2	0.12	0.45	0.24	(47)
Distribución y Comercialización ^a	-	0	0.56	0	1.26	0.30	(76)
Exploración	0	0	0	0	0	2.84	n.a.
Unidad de Negocios de Perforación	1.9	2.2	2.1	1.12	0.65	0.53	(18)

a. Área incorporada a partir de 2007.

Índice de Actos Seguros (IAS)

Mediante la ejecución de 142 mil 332 auditorías efectivas en las instalaciones de los Activos de Producción, Integrales y Exploratorios, así como en las Gerencias de Servicio Especializado en Exploración y Producción, conjuntados con las actividades de la Unidad de Negocios de Perforación, se lograron observar en el año 2011 un total de 879 mil 345 trabajadores de empresas contratistas durante sus actividades en dichas áreas.

Con lo anterior, se logró identificar y evaluar el comportamiento del personal al servicio de PEP, el cual se califica con un Índice de Actos Seguros promedio de 92 por ciento.

Acciones para mejorar el desempeño de seguridad personal de compañías prestadoras de servicio a PEP

Con la finalidad de mantener y mejorar el desempeño en materia de SIPA por parte de las empresas proveedoras y contratistas, en este año se han realizado las acciones siguientes:

- Verificar el cumplimiento de los planes de seguridad de las compañías con mayor cantidad de incidentes y/o accidentes.
- Realizar reuniones estratégicas de seguridad motivando al contratista y a los supervisores a una actitud responsable en materia de SSPA, verificando su desempeño mensual.
- Ejecutar programas de sensibilización al personal de contratistas en materia de Seguridad, Salud y Protección Ambiental y cumplimiento al Anexo “S” (Obligaciones de Seguridad, Salud en el Trabajo y Protección Ambiental de los proveedores o contratistas que realizan actividades en instalaciones de PEMEX-Exploración y Producción).
- Participar en la evaluación de Desempeño en SSPA con la Dirección General, para difundir las causas raíz de los incidentes y accidentes ocurridos, así como de las acciones inmediatas derivadas de los mismos, para evitar la reincidencia de eventos no deseados.
- Fortalecer la cultura del reporte de todos los incidentes y accidentes y la estricta atención de las recomendaciones derivados de los Análisis Causa Raíz.

iii. Manejo de agua congénita

El volumen diario promedio de agua congénita separada en el 2011 fue de 40 mil 706 metros cúbicos; el 77 por ciento de la misma se dispuso mediante la inyección a pozos, equivalente a 31 mil 451 metros cúbicos promedio por día, mientras que 8 mil 563 metros cúbicos por día se descargaron al mar, previo tratamiento. En este periodo se observó un incremento de 18 por ciento con respecto al 2010 a la vez que el volumen de agua congénita descargado al mar también reflejó un incremento mayor al 100 por ciento con relación al año anterior.

Manejo de agua congénita^a
metros cúbicos promedio por día

Región ^b	2009			2010			2011		
	separada	inyectada	descargada	separada	inyectada	descargada	separada	inyectada	descargada
<i>Total</i>	40,436	30,622	9,263	33,527	29,469	3,527	40,706	31,451	8,563
Norte	11,785	11,563	194	11,552	10,970	582	12,467	11,988	479
Sur	16,810	15,614	673	15,706	14,577	598	15,069	14,053 ^c	324
Marina Suroeste ^d	8,861	465	8,396	2,347	-	2,347	7,760	-	7,760 ^e
Marina Noreste	2,980	2,980	-	3,922	3,922	-	5,410	5,410	-

a. Fuente: Sistema informático, SISPA.NET. (reporte del 20 de enero de 2012)

b. Incluye a las Gerencias de Transporte y Distribución de Hidrocarburos de la SDC que operan en cada Región.

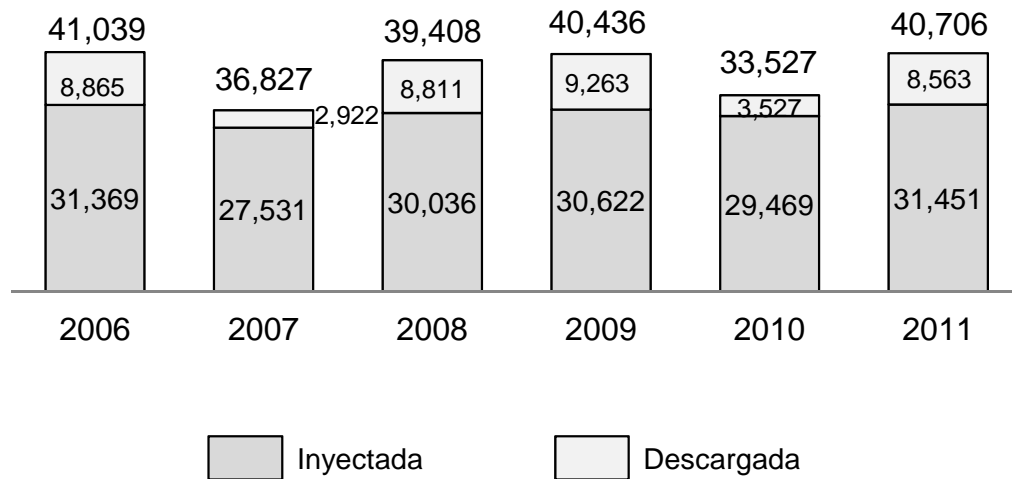
c. 692 metros cúbicos diarios en promedio transferidos a instalaciones no pertenecientes a la Región Sur.

d. Los volúmenes de agua congénita corresponden a lo separado de los hidrocarburos recibidos en la Terminal Marítima Dos Bocas provenientes de las plataformas marinas y de algunas instalaciones de la Sur.

e. El agua congénita que no es inyectada en los pozos de la Terminal Marítima Dos Bocas, se une al agua residual de los procesos en la planta de tratamiento de efluentes para su tratamiento y descarga al mar.

El comportamiento sobre el manejo de agua congénita por año es el siguiente:

Manejo de agua congénita, enero-diciembre
metros cúbicos promedio por día



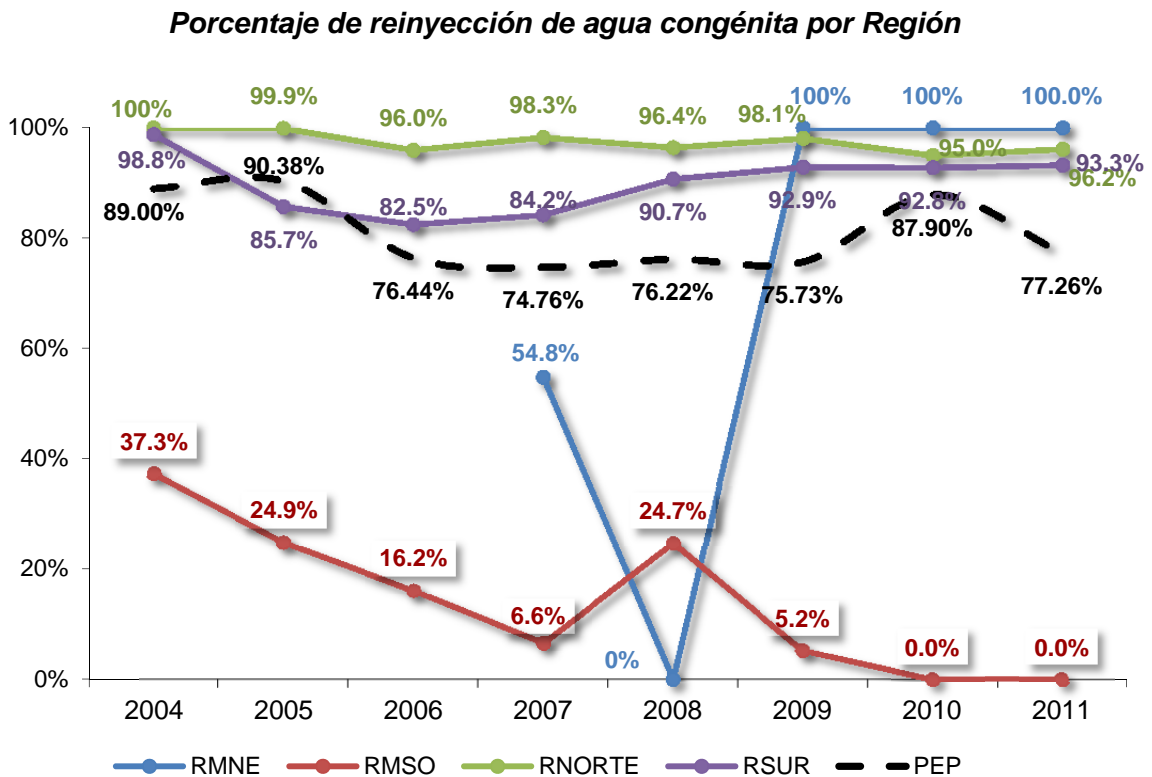
Nota 1: Información del SISPA-NET (reporte del 20 de enero de 2012).

Nota 2: La diferencia entre el volumen separado con lo inyectado y descargado, corresponde al promedio diario de agua transferida a otras instalaciones no pertenecientes a la Subdirección generadora.

En el 2011 las Subdirecciones de Producción Región Marina Noreste y Región Norte incrementaron su generación de agua congénita con respecto al año 2010 (28 y 7 por ciento, respectivamente). Por el contrario, la Región Sur mantuvo una tendencia a la baja, reduciendo su volumen de generación 4 por ciento con relación al 2010 y 10 por ciento con 2009.

El volumen promedio diario de agua congénita generado por la Región Marina Suroeste en el periodo referido, fue mayor al 100 por ciento que el promedio diario registrado en 2010, pero ésta fue inferior en comparación con 2009 y 2008. No obstante, el 100 por ciento fue enviado a la planta de tratamiento de la TMDB para su posterior descarga al mar.

Los sistemas de inyección de agua congénita de las Regiones Norte Sur y Marina Noreste continúan operando con normalidad. En 2011 la Región Marina Noreste continuó inyectando el 100 por ciento del agua congénita generada, por su parte la Región Norte reinyectó a yacimientos agotados 11 mil 988 metros cúbicos promedio al día, equivalente al 96.15 por ciento del agua generada, mientras que en la Sur fue del 93.25 por ciento de su generación, que corresponde a 14 mil 053 metros cúbicos promedio diarios, el restante 4.6 por ciento (692 metros cúbicos diarios en promedio) fueron transferidos a instalaciones diferentes a la Región.



Nota 1: Información del SISPA-NET (reporte del 20 de enero de 2012).

El hidrocarburo (crudo maya y crudo ligero) proveniente de las plataformas marinas y de algunas instalaciones de la Región Sur, se recibe en los tanques deshidratadores de la Terminal Marítima de Dos Bocas (TMDB), donde se realiza la separación crudo-agua en dos etapas de deshidratación. El agua congénita recuperada del crudo no es reinyectada en los pozos, actualmente se une al agua residual de los procesos y es enviada a la Planta de Efluentes para su tratamiento y descarga al mar.

Para el manejo de agua congénita en la TMDB, desde el 2010 se encuentra en operación el difusor marino y la tubería de alimentación desde el sistema de bombeo hasta trampas norte; así mismo, se llevan a cabo las obras para la “Ingeniería, procura, construcción y puesta en operación de una planta de tratamiento de aguas congénitas para 100 mil barriles diarios procedente del desalado de crudo maya”, que se encuentra en proceso de pruebas de desempeño.

iv. Manejo de residuos industriales

Las principales fuentes de generación de residuos industriales durante 2011, fueron las actividades que se realizan en el proceso de perforación de pozos, con los recortes de formación impregnados con fluidos de control, seguida por los residuos sólidos industriales (estopas, equipos de protección personal u otros materiales impregnados de aceite o metales pesados, filtros de proceso, lodos de tratamiento de aguas, baterías, entre otros), aceites gastados (aceite residual, diesel contaminado, lubricantes, aceite hidráulico, aceites dieléctricos), sedimentos de hidrocarburos (lodos aceitosos o sedimentos de hidrocarburos en tanques, presas o de corrida de diablos, aceite intemperizado) y otros residuos tales como (materiales caducos, pinturas y sustancias químicas caducas, solventes, biológico infecciosos, entre otros).

Se generaron en promedio 31 mil 347.6 toneladas mensuales de residuos, que conjuntamente con el volumen recibido entre instalaciones y el inventario inicial, representaron un volumen manejado en promedio al mes de 51 mil 953.7 toneladas.

De los residuos registrados para manejo, mensualmente se trataron en promedio 35 mil 138.9 toneladas, dando como resultado un rezago mensual promedio de 16 mil 814.8 toneladas.

Residuos industriales por tipo, enero-diciembre
toneladas (promedio mensual)

Residuo	Generados	Tratados por Terceros	Registrados para Manejo (a)	Tratados (b)	Rezago (c)
Recortes de perforación					
2007	26,497.7	21,566.5	31,352.3	31,352.3	0.0
2008	28,181.4	21,671.7	35,914.1	34,133.3	1,780.9
2009	34,656.0	28,660.6	43,693.9	40,584.4	3,109.6
2010	22,259.6	18,458.5	27,013.5	25,978.5	1,035.0
2011	28,429.9	26,264.3	38,825.9	34,031.4	4,794.6
Aceites gastados					
2007	195.4	27.9	834.2	381.4	452.8
2008	261.8	29.4	987.6	383.5	604.1
2009	225.9	23.9	1,700.8	285.7	1,415.1
2010	167.2	6.7	1,919.3	230.4	1,689.0
2011	1,651.7	0.3	4,264.1	0.3	4,263.8
Lodos sedimentarios					
2007	117.3	1,257.4	1,885.9	1,265.8	620.1
2008	12.5	1,270.1	2,124.1	1,273.5	850.6
2009	32.1	1,506.4	2,000.8	1,518.1	482.7
2010	379.4	1,493.3	1,820.6	1,540.3	280.3
2011	71.2	43.7	965.7	81.2	884.5
Residuos sólidos industriales (d)					
2007	909.0	3,284.8	3,674.7	3,330.1	344.6
2008	893.2	1,456.7	1,868.1	1,514.7	353.4
2009	797.6	962.3	1,465.3	1,003.3	462.0
2010	480.5	685.5	1,372.8	732.1	640.7
2011	912.6	607.4	4,285.5	913.3	3,372.2
Otros (e)					
2007	323.7	1,452.4	2,212.3	1,766.4	445.9
2008	55.7	1,734.4	2,070.4	1,764.5	305.9
2009	46.5	1,400.9	1,665.9	1,414.8	251.1
2010	36.9	70.9	326.7	88.8	238.0
2011	102.2	45.9	800.1	92.7	707.4
Total general					
2007	28,043.1	27,589.1	39,959.4	38,095.9	1,863.5
2008	29,404.6	26,162.3	42,964.3	39,069.4	3,894.9
2009	35,758.1	32,554.1	50,526.6	44,806.3	5,720.4
2010	23,323.7	20,714.8	32,452.9	28,570.1	3,882.9
2011	31,347.6	26,964.3	51,953.7	35,138.9	16,814.8

a. Sumatoria de volúmenes del residuo: generado, recibido y los acumulados del inventario inicial.

b. Sumatoria de volúmenes de residuos: tratados in-situ, por terceros y trasferidos intra-PEMEX.

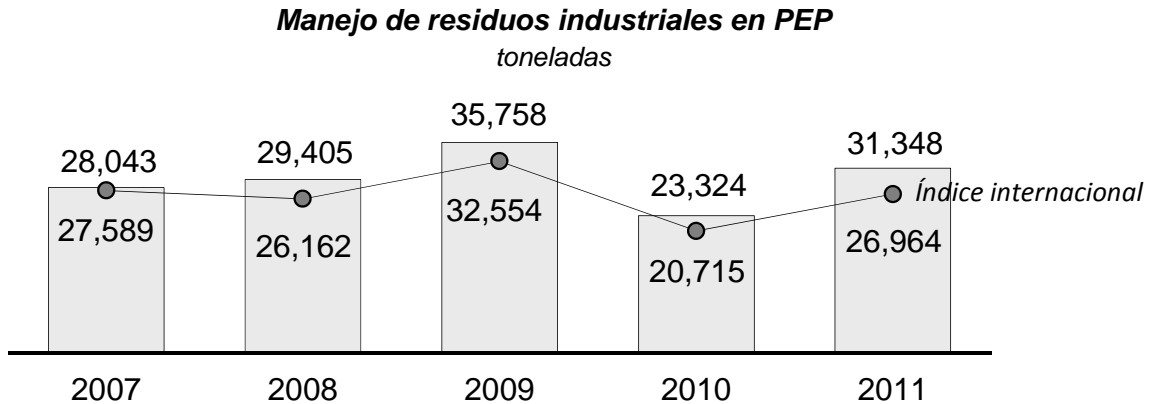
c. La diferencia entre lo registrado para manejo y lo tratado

d. Materiales impregnados con aceite o metales pesados, filtros de proceso, lodos de tratamiento de aguas, entre otros.

e. Grasas, arenas de limpieza, pinturas y químicos caducos, biológico infecciosos, aceite intemperizado, solventes, etc.

Fuente: Sistema informático, SISPA.NET (2010-2011 al reporte del 23 de enero de 2012) y reporte de la División Marina de UPMP sobre el tratamiento de recortes de perforación en instalaciones costa afuera.

El manejo de los residuos industriales se lleva a cabo a través del tratamiento por terceros (86 por ciento del total generado), tal como se muestra en la gráfica siguiente:



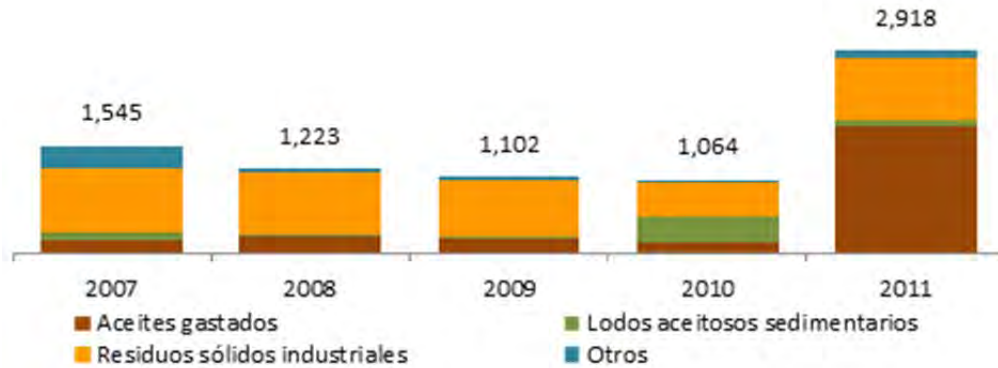
Fuente: Sistema informático, SISPA.NET (Al reporte del 23 de enero de 2012) y reporte de la División Marina de UPMP para recortes de perforación en instalaciones costa afuera.

En lo que se refiere al manejo de los recortes de perforación impregnados con fluidos de control base aceite, en el 2011 se generaron en promedio 28 mil 429.9 toneladas mensuales, 28 por ciento mayor que el promedio mensual generado el año anterior. Del volumen promedio registrado para manejo, el 88 por ciento fue enviado a tratamiento o inyectado a yacimientos, porcentaje inferior al promedio registrado en el año anterior que fue de 96 por ciento.

De los recortes de perforación que se generan en los campos marinos, el 85 por ciento del volumen generado fue enviado a inyección en pozos agotados o improductivos, siendo esta una buena práctica ambiental, ya que reduce los riesgos en su transportación y fallas en manejo, así como al disminuir los sitios que se destinen para su disposición final.

Respecto a la generación de residuos industriales, sin contar los recortes de perforación, en 2011 se muestra un incremento en comparación al promedio mensual generado en años anteriores.

Generación de residuos industriales (sin recortes de perforación) en PEP
Promedio mensual en toneladas



Fuente: Sistema informático, SISPA.NET (Al reporte del 23 de enero de 2012).

En el periodo de referencia, la generación de lodos aceitosos sedimentarios disminuyó 81 por ciento, no obstante, en la generación de residuos sólidos industriales se observa un incremento de 90 por ciento. Para revertir estos resultados se ejecutan las siguientes acciones:

- Reforzamiento de la supervisión para la clasificación y separación de residuos industriales.
- Aplicación de la responsabilidad compartida con prestadores de servicios y proveedores.
- Realización de pláticas y talleres de SISPA-Net sobre el manejo y registro de los residuos.

- Mejoramiento de las prácticas de segregación de los residuos.
- Incorporación constante de los aceites gastados al proceso, principalmente a través de su inyección a la corriente de crudo.
- Aplicación de listas de verificación en residuos no peligrosos y peligrosos.

v. Pasivo ambiental

- **Restauración de suelos**

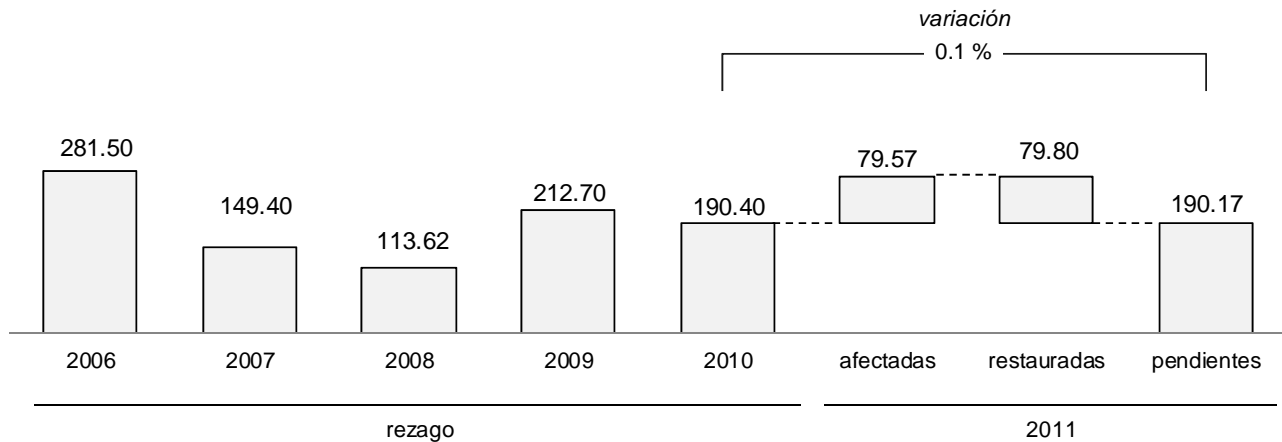
Como antecedente, durante el año 2010 se dictaminaron 73.58 hectáreas de suelos afectados por fugas y derrames que sumadas a 212.70 totalizan 286.28 hectáreas, de las cuales se restauraron 95.89 quedando 190.40 hectáreas de suelos por restaurar al cierre del año señalado, correspondiendo 187.6 a la Región Norte y 2.8 hectáreas a la Región Sur.

Durante 2011 se detectaron 3.31 hectáreas afectadas en la Región Norte, de las cuales se han restaurado 3.25; adicionalmente se restauraron 58.39 hectáreas incluidas en el pasivo ambiental, con lo cual queda un rezago a diciembre de 2011 de 129.27 hectáreas de suelos por restaurar en la región.

En la Región Sur se afectaron 30.19 hectáreas durante 2011 y se restauraron 18.16. Adicionalmente se dieron de alta 46.07 hectáreas consideradas como pasivos ambientales, por lo que el área total en Región Sur pendiente de restaurar al cierre del año son 60.90 hectáreas.

De manera general, la totalidad de suelos afectados al cierre del periodo enero-diciembre 2011 en PEP se detalla en el siguiente cuadro:

Restauración de suelos
hectáreas



Región	rezago al 31 de diciembre					2011		
	2006 ^a	2007	2008	2009	2010	afectadas	restauradas	pendientes
Total	281.5	149.4	113.62	212.7^a	190.40	79.57	79.80	190.17
Norte	266.8	144.7	111.38	209.1 ^b	187.60	3.31	61.64	129.27
Sur	14.7	4.7	2.24	3.61	2.80	76.26 ^c	18.16	60.90

- a. Áreas con emanaciones de hidrocarburos en Laguna de Marland y en campos Pánuco, Ébano y Cacalilao.
 b. Incluye 117.6 hectáreas del remanente del hallazgo satelital.
 c. Se incorpora áreas detectadas en los recorridos efectuados en Región Sur.

Considerando el programa establecido para 2011, en la Región Sur se concluyó con la atención total de área afectada, mientras que en la Región Norte se alcanzó un cumplimiento de 86 por ciento, al restaurarse 61.64 hectáreas de 71.4 programadas.

Programa de restauración de suelos, 2011

hectáreas

		ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	Total
Norte	Pasivo	1.3	11.0	2.0	16.1	1.0	11.0	11.0	1.0	1.0	6.0	9.0	1.0	71.4
	Realizado	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	8.9	52.54	61.64
Sur	Pasivo	.86	.60	.16	.14	.14	.15	.15	.15	.15	.15	.15		2.80
	Realizado	1.52	2.67	1.58	0.30	0.54	4.84	1.87	1.52	0.64	0.33	1.76	0.59	18.16
	Total Programado	2.16	11.6	2.16	16.24	1.14	11.15	11.15	1.15	1.15	6.15	9.15	1.0	74.20
	Total Realizado	.69	.50	.46	0.1	0.1	0.43	0.39	0.13	0	0.2	8.9	68.40	80.30

Con la finalidad de atender el pasivo ambiental, la Región Norte refiere que tiene una iniciativa estratégica para concluir el Pasivo Ambiental, el cual está supeditado a las siguientes consideraciones:

- Las licitaciones para concluir el pasivo ambiental en el periodo 2011 – 2012, se realizaron bajo el amparo de la Ley de Petróleos Mexicanos.
- Asegurar la suficiencia presupuestal en los Proyectos donde se ubiquen los pasivos ambientales.
- Asegurar que los requerimientos de contratación sean lo más expedito y ampliar la apertura de compañías participantes en el proceso.
- Dialogo y Gestión de permisos con los Municipios, Comunidades y Propietarios, de acuerdo al programa definido.
- Se dará prioridad a la remediación de los sitios localizados en zonas que puedan presentar un riesgo para la comunidad y el medio ambiente.

- Caracterizar el 100 por ciento de las presas y hectáreas afectadas.

El programa de restauración de suelos de la Región Norte para el año 2012 es el siguiente:

Programa de restauración de suelos 2012, Región Norte

hectáreas

ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	Total
0	0	6.55	1.56	2.92	4.44	0.84	8.38	22.40	9.70	12.04	9.00	77.83

Por su parte, la Subdirección de Producción Región Sur para atender los sitios contaminados por las fugas y derrames que se presentaron en 2011 se llevaron a cabo las siguientes acciones:

- Atención inmediata de fugas y derrames presentados, aplicando las medidas de urgente aplicación y determinando los recursos y apoyos necesarios.
- Se promovió la remediación inmediata de sitios afectados en que existen contratos vigentes para la atención de fugas y derrames, así como para el tratamiento de suelos contaminados.
- Elaboración de bases de licitación para la formalización de contratos para la remediación de sitios contaminados para garantizar el ejercicio de planes y programas de restauración de áreas, en los en los distintos Activos de Producción de Región Sur.

La atención de las áreas afectadas pendientes de remediar al cierre del 2011, se llevará a cabo tomando en consideración los siguientes aspectos:

- Jerarquización de los sitios, de modo que se dé prioridad a sitios localizados en zonas que puedan presentar riesgo para la población o posible incremento del área afectada.
- Disponibilidad de recursos y solicitud de suficiencia presupuestal para el pago de los servicios de caracterización, trabajos de remediación de sitios y la elaboración de los estudios de riesgo ambiental que sean requeridos.

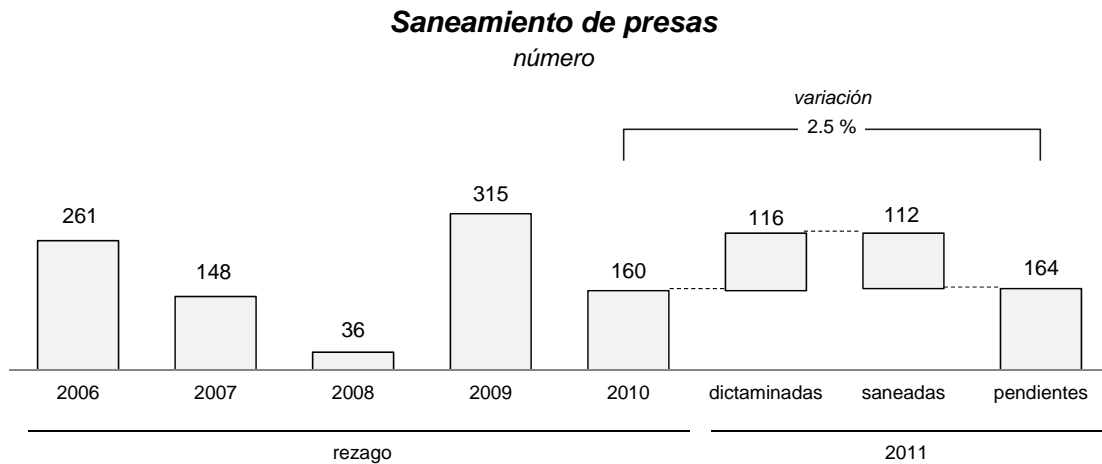
Se contempla remediar las 60.90 hectáreas pendientes al cierre de 2011 en un periodo de 2 años, restaurando 22.22 hectáreas en 2012 y las 38.68 restantes en 2013.

Para el año 2012, el programa de restauración de suelos contempla la atención del total de área afectada en el 2011 de la Región Sur de 7.84 hectáreas, más la programación de 14.38 hectáreas del pasivo para un total de 22.22 hectáreas.

- **Saneamiento de presas**

En el año 2011 en la Región Norte se dictaminaron 94 presas, las cuales integradas al rezago de 160 del año 2010 totalizan 254 presas en esa Región, de las cuales se han saneado 103 presas (incluyendo 4 presas del Activo de Producción Veracruz) para quedar un rezago de 151 al cierre del mes de diciembre de 2011.

En la Subdirección de Producción Región Sur derivado de la realización de recorridos por los grupos multidisciplinarios integrados en cada Activo, se detectaron 22 presas. De las cuales se han saneado 9 presas al cierre del cuarto trimestre de 2011.



Región	rezago al 31 de diciembre					2011		
	2006	2007	2008	2009	2010	dictami- nadas	saneadas	pendientes
Total	261	148	36	315^a	160^a	116	112	164^a
Norte	256	147	36	315	160	94 ^b	103	151
Sur	5	1	0	0	0	22 ^c	9	13

a. Incluye el remanente del pasivo histórico por detección satelital

b. Incluye presas dictaminadas del Activo integral Burgos

c. Presas identificadas en recorridos en la Región Sur

Fuente: Base de Datos para El Registro y Control de la Atención de los Pasivos Ambientales de Pemex Exploración y Producción

El programa de saneamiento y tapado de presas para el año 2011 presenta un cumplimiento de 95 por ciento, debido a que en la Región Norte los contratos iniciaron actividades en el mes de septiembre.

Programa y seguimiento de saneamiento y tapado de presas, 2011

		<i>número</i>												
	Presas	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	Total
Norte	Pasivo	0	13	1	16	13	17	18	6	4	9	16	5	118
	Realizado	0	0	0	0	0	0	0	0	5	29	32	37	103
Sur	Pasivo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Realizado	0	0	0	0	0	2	1	0	2	0	4	0	9
Total Programado		0	13	1	16	13	17	18	6	4	9	16	5	118
Total Realizado		0	0	0	0	0	2	1	0	7	29	36	37	112

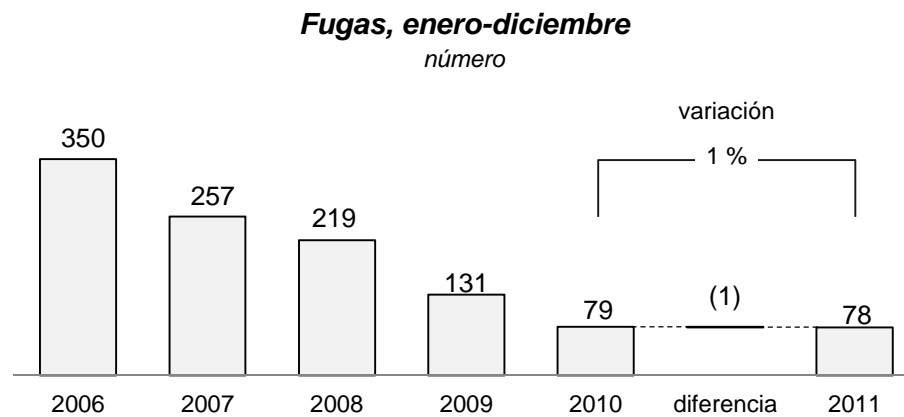
Para el año 2012 se contempla la atención de 101 presas, de las cuales 88 corresponden a la Región Norte y 13 a la Región Sur.

Programa de saneamiento y tapado de presas, 2012

		<i>número</i>												
Región		ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	Total
Norte		1	4	11	13	14	12	6	6	6	5	5	5	88
Sur		0	2	0	4	1	0	1	1	0	0	0	4	13
Total		1	6	11	17	15	12	7	7	6	5	5	9	101

vi. Fugas y derrames

El número de fugas registradas durante 2011 fue de 78, menor en 1 por ciento a las contabilizadas el año anterior. Las causas identificadas que originaron las fugas fueron: 27 por corrosión interior, 15 por falla de material, 15 por vandalismo, 14 por corrosión exterior, 3 por golpe con equipo mecánico y 4 por otras causas.

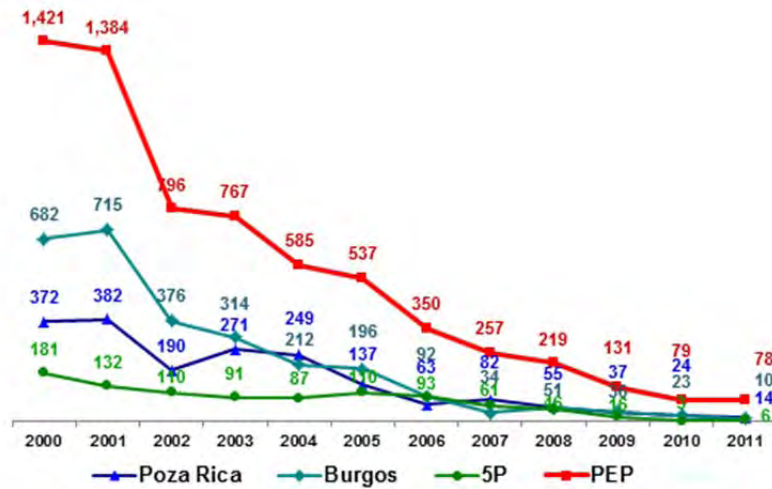


	2006	2007	2008	2009	2010	2011	Variación (%)
Total	350	257	219	131	79	78	(1)
SPR Norte	165	121	118	85	66	52	(21)
SPR Sur	170	106	76	34	8	10	25
SPR Marina NE	4	6	5	1	1	0	(100)
SPR Marina SO	11	5	8	4	0	0	0
SDC ^a	-	13	12	7	4	16	300

a. Área incorporada a partir de 2007.

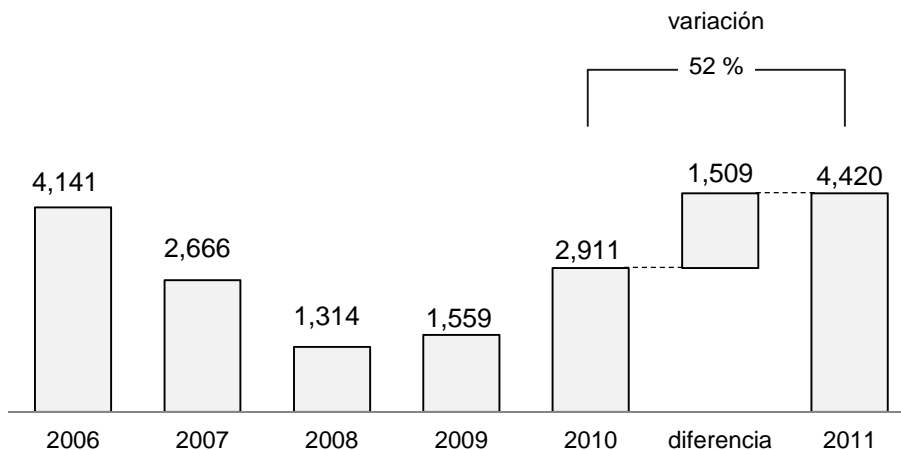
Cabe destacar que 31 por ciento de las fugas en ductos e instalaciones registradas en el periodo, se concentraron en el Activo de Producción Poza Rica-Altamira y el Activo Integral Burgos.

Activos con mayor incidencia de fugas



El volumen derramado se estimó en 4 mil 420 barriles de hidrocarburos, sin incluir el agua congénita, lo que representa un aumento de aproximadamente 52 por ciento con respecto al año anterior. El volumen recuperado aproximado de mezcla agua-aceite, fue de 6 mil 230 barriles.

Volumen derramado, enero-diciembre
barriles



	2006	2007	2008	2009	2010	2011	Variación (%)
Total	4,141	2,666	1,314	1,559	2,911	4,420	52
Norte	2,222	1,983	565	879	2,735	1,171	(57)
Sur	1,818	523	541	529	38	70	84
Marina NE	8	3	0	0	32	0	(100)
Marina SO	93	10	127	150	0	0	0
SDC ^a	-	147	81	1	106	3,179	n.r.

a. Área incorporada a partir de 2007.

El 72 por ciento del volumen derramado se originó en instalaciones adscritas a las Gerencias de Transporte y Distribución de Hidrocarburos (GTDH) de la Subdirección de Distribución y Comercialización, destacando la fuga en el oleoducto de 36" Cárdenas-Palomas en la GTDH Sur en donde el volumen derramado ascendió a 2 mil 326 barriles, así como la fuga de 692 barriles en el derecho de vía del oleoducto de 16" Humapa-CAB Poza Rica, en la GTDH Norte. En ambos casos las fugas se originaron por actos vandálicos a las instalaciones mediante tomas clandestinas.

Para contribuir a la prevención de fugas en los ductos de producción y transporte de hidrocarburos, líneas de descarga, conexiones e instalaciones asociadas en PEP, se realizan las acciones siguientes:

En la prevención de fugas se analiza y dictamina:

- Estudios de eficiencia de inhibidor de corrosión y protección catódica.

- Evaluación del riesgo e integridad.

- Elaboración de ACR y atención a recomendaciones.

Para prevenir y evitar la corrosión interior se tienen en ejecución programas que consideran:

- Instalación de tubería no metálica
- Incremento de la protección interior (recubrimiento interno)
- Inyección de inhibidores
- Intervenciones con equipo desarenador automatizado

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
- Rehabilitación de ductos en operación.

En el caso del vandalismo que se suscita en líneas de transporte y distribución de hidrocarburos:

- Habilitación de bases para patrullajes

- Ejecución del plan de desmantelamiento y enajenación de ductos fuera de operación
- Rehabilitación e instalación de sistemas de protección catódica con tecnología anti vandalismo
- Celaje aéreo

Cabe señalar que para el 2011, se continúa llevando a cabo las acciones del Plan de Administración de la Integridad en Ductos (PAID), el cual contempla a las líneas de producción y transporte que están operando y las que están fuera de operación.

Con el desarrollo y aplicación de manera consistente en campo de estas iniciativas, además de fortalecer la continuidad operativa de los ductos se mantiene la tendencia actual de reducción de fugas y derrames en PEP, asimismo se da cumplimiento a los requerimientos establecidos en la Norma Oficial Mexicana NOM-027-SESH-2010, *“Administración de la Integridad de Ductos de Recolección y Transporte de Hidrocarburos”*.

vii. Certificados de industria limpia

• Instalaciones de producción

El Programa Nacional de Auditoría Ambiental (PNAA) y la certificación de instalaciones de PEP como Industria Limpia, se han constituido como instrumentos fundamentales para asegurar el cumplimiento del marco regulatorio, fortalecer el desempeño ambiental y mejorar la imagen de PEP como empresa limpia y segura.

PEMEX-Exploración y Producción se adhirió a partir de 1999 al PNAA, al cierre del año 2011 se han incorporado 571 instalaciones de proceso y 514 ductos de transporte, ya sea en forma individual o a nivel de subsistemas. De éstos, 154 instalaciones y 235 ductos cuentan con certificado vigente, como se indica en el cuadro siguiente:

Total de Instalaciones y Ductos certificados^a

Región ^b	Total incorporado en el PNAA a diciembre 2011		Con certificado a diciembre 2011		Pendientes de certificado a diciembre 2011	
	Instalaciones	Ductos	Instalaciones	Ductos	Instalaciones	Ductos
<i>Total</i>	571	514	154	235	417	279
Norte	354	307	56	61 ^c	298	246
Sur	83	95	26	75 ^c	57	20
Marina NE	46	25	11	25	35	0
Marina SO	88	87	61	74	27	13

a. *Este total contabiliza las instalaciones y ductos auditados a nivel instalación y subsistemas.*

b. *Las instalaciones y ductos de la SDC, se contabilizan en la Región correspondiente.*

c. *No contabiliza instalaciones que fueron certificadas bajo el programa original a nivel instalación, dado que quedarán comprendidas en los subsistemas.*

El avance registrado en el año 2011 en el proceso de certificación es de 27 por ciento para instalaciones y 46 por ciento para el caso de ductos.

Región Norte

Se registró un decremento en el número de instalaciones de transporte certificadas, debido que a que no se realizó la renovación de los certificados de los subsistemas que se indican, por las causas siguientes:

- Transporte Burgos, integrado por 1 ducto, se encuentra fuera de operación.
- Transporte Francisco Cano, integrado por 4 ductos, se encuentra fuera de operación.
- Transporte Culebra Norte, integrado por 7 ductos, se encuentran en una zona con problemas de inseguridad pública.
- Transporte Arcabuz Culebra, integrado por 24 ductos, no se encuentran en condiciones físicas adecuadas para entrar nuevamente al proceso de certificación.

Asimismo, en el período se obtuvo la certificación del Subsistema de Transporte Arenque, integrado por 4 ductos.

Por otra parte, el número de instalaciones y ductos pendientes de certificar se incrementó, debido a que se incorporaron al PNAA los Subsistemas de Transporte Cocuite y Transporte Playuela, a los cuales se les realizó la auditoría ambiental correspondiente en el presente trimestre, mismas que se encuentra en proceso de integración del informe para su ingreso a la PROPEPA.

Finalmente con relación a las instalaciones de producción, se realizaron los dictámenes de terminación de las Baterías de Separación Coapechaca II y Tajín III, cuyos informes fueron ingresados a la PROFEPA en el mes de diciembre de 2011.

Región Sur

Se redujo el número de instalaciones de producción certificadas, ya que fueron desincorporadas 20 instalaciones del PNAA.

De las instalaciones de producción que fueron desincorporadas, 10 se integraron nuevamente al proceso de certificación y se encuentran en etapa del dictamen de terminación, para que la PROFEPA determine si procede la certificación de las mismas.

En el caso de las demás instalaciones desincorporadas, serán reprogramadas para iniciar nuevamente el proceso de certificación.

Finalmente en el período se realizó la auditoría ambiental de la Estación de Recolección de Gas San Ramón, la cual se encuentra en proceso de integración del informe para su ingreso a la PROFEPA.

Región Marina Noreste

Se registró un incremento en el número de instalaciones pendientes de certificar, ya que se incorporaron 4 instalaciones de producción al PNAA, al realizarse las auditorías ambientales del Centro de

Proceso Akal-G y de las plataformas de perforación Akal-F, Akal-TM y Akal-O, las cuales se encuentran en proceso de validación por la PROFEPA.

Región Marina Suroeste

Se registró una reducción en el número de instalaciones de producción certificadas, debido a la desincorporación de la Plataforma Satélite Tolok-1, al encontrarse fuera de operación, así como por la desincorporación de la Plataforma Abkatún-G, al no lograrse su renovación por no haber sido posible cumplir el plan de acción en los tiempos establecidos por la PROFEPA. Dicha instalación fue incorporada nuevamente en el PNAA al realizarse la auditoría ambiental correspondiente.

Asimismo, en el período se obtuvo la certificación de la Plataforma Abkatún-H.

Por otra parte, se realizó la auditoría ambiental del Centro de Proceso Abkatún-A y la validación del Plan de Acción del Subsistema de Producción Enlace del Activo de Producción Litoral Tabasco.

Finalmente, se realizaron los dictámenes de terminación de los Talleres de Válvulas, Trabajos Especiales, Máquinas y Herramientas, Soldadura, Transportes Aéreos de Servicios Marinos y Terminal Marítima Laguna Azul.

- **Equipos de perforación**

Inicialmente se consideró la certificación de 100 equipos de Perforación y Mantenimiento de Pozos y durante los años 2007 y 2008 se incorporaron 21 equipos y 23 talleres de mantenimiento para un total de 144, concluyendo las auditorias en el año 2009.

Durante 2010 se desincorporaron del sistema 2 equipos de la Unidad de Negocios de Perforación Norte. Posteriormente, en 2011 se desincorporaron 24 instalaciones al concluir su vida útil de operación, así como 5 equipos de perforación (PM-0316, PM-0325, PM-2002, PM-119 y PM-072) al reprogramarse su recertificación para el 2012, quedando un total de 113 instalaciones incorporadas al PNAA.

El avance registrado al mes de diciembre de 2011 en el proceso de certificación de los equipos de perforación y mantenimiento de pozos es de 79 por ciento.

Certificados de industria limpia (equipos y talleres) de UPMP

UNP ^a	total equipos auditados	octubre-diciembre 2011	
		certificados	pendientes
Total	113	89	24
Norte	64	55	9
Sur	34	30	4
Marina	15	4	11

a. Para UNP el esquema de certificación es por equipo y talleres.

Por otra parte, la UNP Norte obtuvo la renovación del certificado de los equipo PM-4002, PM-0083, PM-9111 y de los Talleres de Mantenimiento Eléctrico BOSAP, Mantenimiento Estructural, Salvamento y Herramientas Especiales BOSAP, Cementaciones, Inspección Tubular y Planta de Fluidos.

Asimismo, en la UNP Marina, se realizó la auditoría ambiental de los equipos ZAAP-C/4038 y PM-ZAAP-A/4039, las cuales se encuentra en proceso de integración del informe para su ingreso a la PROPEPA.

Finalmente, en lo que corresponde al programa general de auditorías, diagnósticos ambientales y dictámenes de terminación a realizarse en el presente año para instalaciones de producción, transporte y de perforación, se registró un avance de 80 por ciento.

Programa de Auditorías, Diagnósticos Ambientales, Dictámenes de Terminación y Validación de Planes de Acción, 2011

Subdirección	Programa	Real
Total	205	164
Región Sur	62	49
Región Norte	36	15
Región Marina Suroeste	31	28
Región Marina Noreste	18	21
UNP, División Sur	0	0
UNP, División Marina	11	12
UNP, División Norte	47	39

2. Inversiones

a. Ejecución del presupuesto de inversión

- **Evolución del presupuesto anual 2011**

Los recursos de inversión para el 2011 originalmente autorizados por la Cámara de Diputados fueron de 243 mil 639 millones de pesos en flujo de efectivo, destinados totalmente a la inversión física.

En la primera adecuación al presupuesto de inversión denominada "0R" se modificó el techo autorizado, disminuyendo en 194 millones de pesos, con motivo de la transferencia a Pemex Refinación para el mantenimiento de tanques de almacenamiento en las instalaciones de Salina Cruz y Madero, quedando el techo autorizado para inversión en 243 mil 445 millones de pesos.

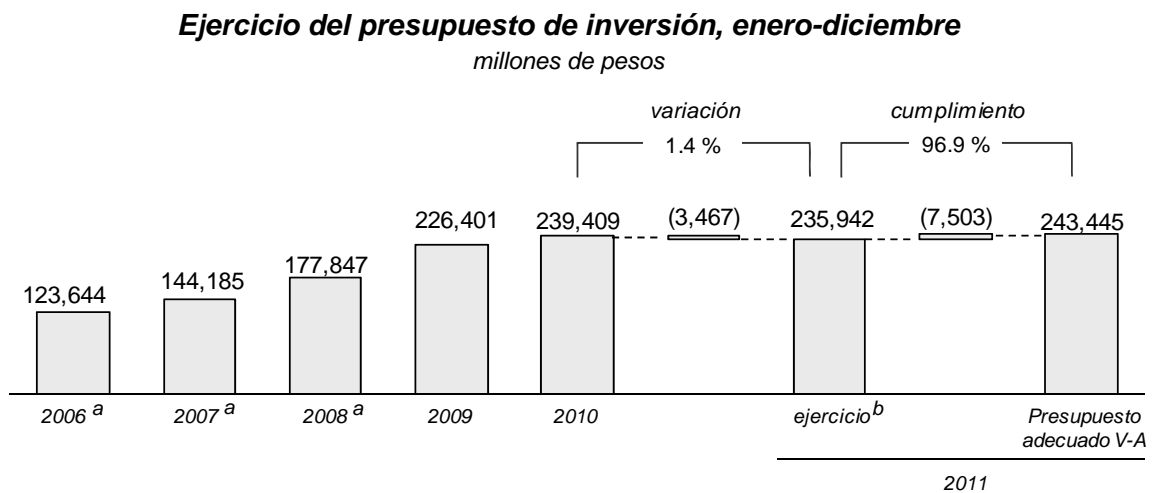
A lo largo del año se autorizaron 23 adecuaciones más al presupuesto de inversión, con la finalidad de alinear la disponibilidad presupuestal con las decisiones de negocio y las operaciones del Organismo. Estas adecuaciones no representaron modificación al techo autorizado, implicando solamente una reasignación o reprogramación de recursos.

- **Ejercicio de inversión 2011**

El ejercicio del presupuesto de inversión total para 2011 asciende a 235 mil 942 millones de pesos, monto que incluye las erogaciones por conceptos denominados supervenientes que significaron 1 mil 523 millones de pesos.

Cabe señalar que estas afectaciones corresponden al pago de siniestros, contingencias ambientales y laudos, entre otros, fondos que no están considerados en el presupuesto programable autorizado ya que estos recursos son acreditados extrapresupuestalmente por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público.

Considerando en el presupuesto ejercido las afectaciones por supervenientes, el cumplimiento alcanzado respecto al presupuesto adecuado V versión 5A es de 96.9 por ciento.



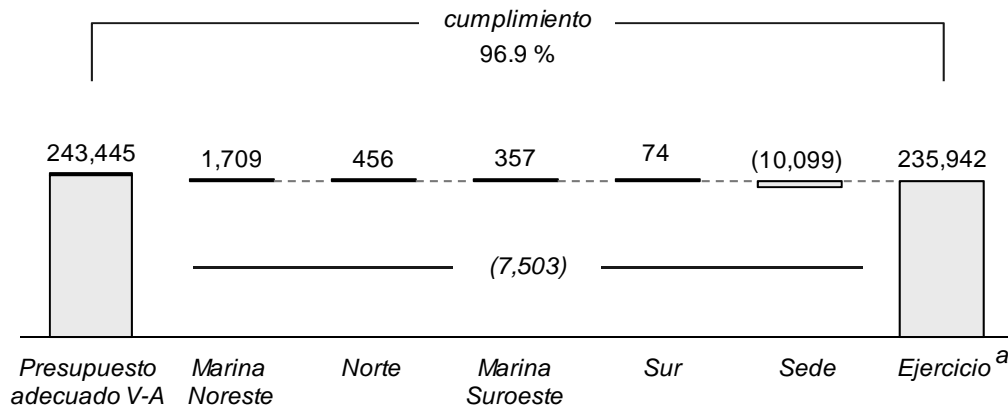
a. Incluye inversión Pidiregas

b. Incluye 1 mil 523 millones de pesos del fondo de supervenientes.

El ejercicio de inversión en PEMEX-Exploración y Producción, resultó ligeramente menor al presupuesto adecuado V versión 5A en 3 por ciento, ubicándose el subejercicio en Sede.

Ejercicio de inversión 2011 por Región

millones de pesos

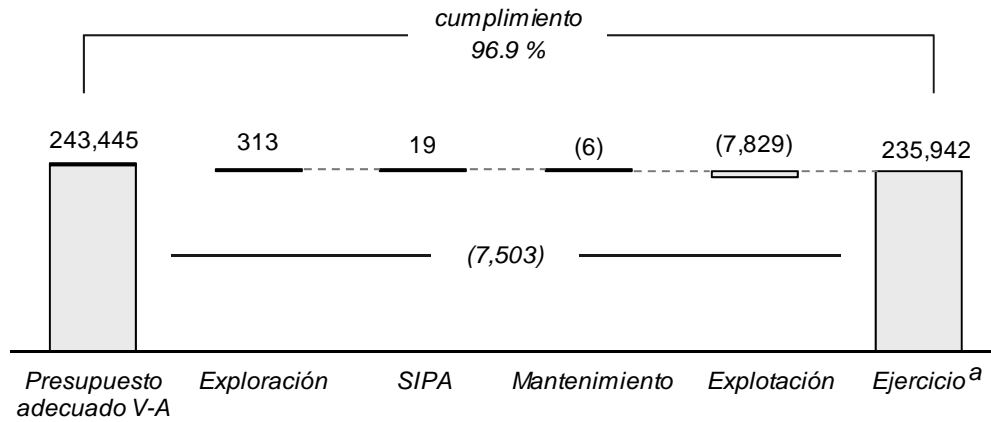


a. Incluye 1 mil 523 millones de pesos del fondo de supervenientes.

La diferencia se debe a que no se concretaron importantes proyectos financieros, entre los cuales se contemplaba el aprovechar estos recursos excedentes de manera productiva en oportunidades de inversión, con una participación de 10 por ciento en el esquema de “Campos Maduros”, a través de PMI Marin Ltd. por un monto de 58.4 millones de dólares. En este mismo orden, se preveía la implementación de la estrategia de internacionalización en la función de exploración y producción, dentro de la cual resalta el proyecto denominado “Stones” que consideraba una aportación de 216 millones de dólares.

Considerando la inversión por línea de negocio, 73 por ciento del ejercicio total se destinó a actividades de explotación, 13 por ciento a exploración, 12 por ciento a mantenimiento y 2 por ciento a las actividades de seguridad industrial y protección ambiental, alcanzando un ejercicio de 97 por ciento en explotación y 100 por ciento en el resto.

Ejercicio del presupuesto de inversión por línea de negocio
millones de pesos



a. Incluye 1 mil 523 millones de pesos del fondo de supervenientes.

A continuación se presenta el ejercicio del presupuesto de inversión 2011 en devengable, así como sus variaciones respecto al presupuesto original:

Presupuesto de inversión, 2011
millones de pesos en devengable

Región / Proyecto	2011		Variación	
	Presupuesto original	Ejercicio	Monto	%
Inversión Total	261,099	235,899	(25,200)	(9.7)
<i>Región Norte</i>	62,025	66,772	4,747	7.7
Integral Arenque	3,320	1,340	(1,980)	(59.6)
Burgos	23,961	26,937	2,975	12.4
Proyecto Aceite Terciario del Golfo	24,317	26,156	1,840	7.6
Integral Poza Rica	5,691	7,179	1,488	26.2
Reing Sist de Recup Tamps. Const.	4,736	5,160	424	8.9
<i>Región Sur</i>	38,228	38,742	514	1.3
Integral Complejo Antonio J. Bermúdez	13,611	13,918	307	2.3
Integral Bellota-Chinchorro	5,500	6,075	575	10.5
Integral Cactus-Sitio Grande	2,484	2,505	21	0.8
Integral Cárdenas	787	641	(146)	(18.5)
Integral Carmito-Artesa	653	545	(108)	(16.5)
Delta del Grijalva	6,191	7,141	950	15.3
Integral el Golpe-Puerto Ceiba	2,542	1,764	(778)	(30.6)
Integral Jujo-Tecominoacán	6,460	6,153	(307)	(4.8)

Región / Proyecto	2011		Variación	
	Presupuesto	Ejercicio	Monto	%
<i>Región Marina Noreste</i>	92,031	80,224	(11,806)	(12.8)
Cantarell	53,311	50,351	(2,960)	(5.6)
Integral Ek-Balam	3,676	948	(2,728)	(74.2)
Integral Ku-Maloob-Zaap	35,044	28,926	(6,118)	(17.5)
<i>Región Marina Suroeste</i>	19,456	13,714	(5,741)	(29.5)
Integral Ayin-Alux	1,309	645	(664)	(50.8)
Integral Campo Caan	2,294	2,792	498	21.7
Integral Chuc	6,925	6,553	(372)	(5.4)
Integral Lakach	752	257	(495)	(65.8)
Integral Och-Uech-Kax	1,475	1,141	(335)	(22.7)
Integral Yaxché	6,701	2,327	(4,374)	(65.3)
<i>Sede</i>	2,446	1,668	(778)	(31.8)
<i>PEyPEP</i>	1,277	617	(660)	(51.7)
<i>Programa Estratégico de Gas</i>	45,636	34,162	(11,475)	(25.1)

a. Se incluye el avance estimado de obra de COPF por 6 mil 740 millones de pesos.

b. Ejecución del presupuesto de operación

- **Evolución del presupuesto anual 2010**

El Congreso autorizó recursos presupuestales para el ejercicio de operación 2011 que ascendieron a 37 mil 868 millones de pesos, cifra que resultó inferior en 1 mil 517 millones respecto a lo ejercido en el año anterior. El déficit se ubicó principalmente en los rubros de servicios generales por 4 mil 359 millones y adquisición de materiales en 1 mil 222 millones, efectos que fueron atenuados con mayor techo en el rubro de servicios personales por 2 mil 312 millones, integrado principalmente en sueldos, salarios y prestaciones por 1 mil 435 millones y 1 mil 752 millones para jubilaciones al personal.

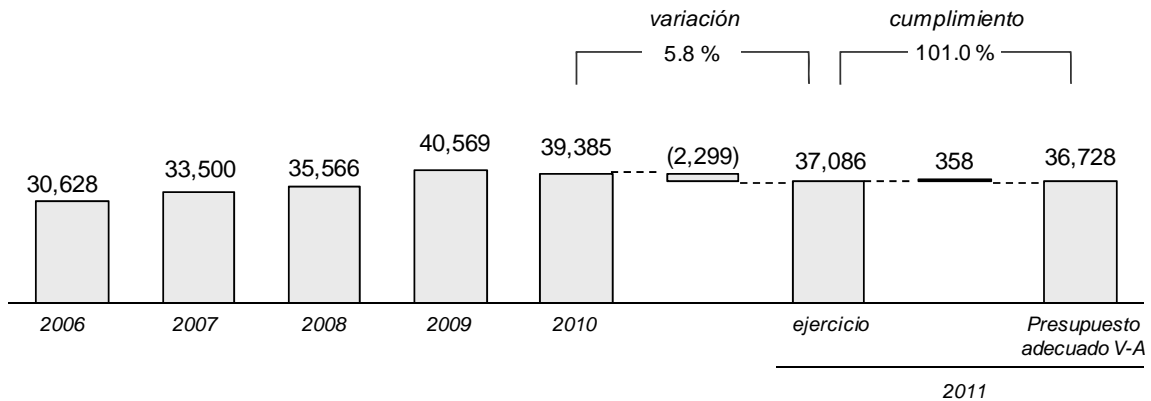
El presupuesto de operación 2011 fue modificado en diversas ocasiones, registrándose una baja total de 1 mil 140 millones de pesos, lo que representa un decremento de 3 por ciento.

- **Ejercicio de operación 2011**

El ejercicio del presupuesto de operación en flujo de efectivo durante 2011 ascendió a 37 mil 86 millones de pesos, para lograr un cumplimiento de 101 por ciento respecto al presupuesto adecuado V-A.

Ejercicio del presupuesto de operación, enero-diciembre

millones de pesos



El gasto de operación se integra de la siguiente manera:

- En servicios personales se presenta un ejercicio de 18 mil 849 millones de pesos, de los cuales 11 mil 202 millones corresponden a sueldos y salarios; 4 mil 101 millones, a gasto de previsión social pagados al personal; 3 mil 312 millones por incentivos y compensaciones y 234 millones de otros conceptos.
- En pensiones y jubilaciones el ejercicio fue de 9 mil 439 millones de pesos, principalmente por las aportaciones al Fondo Laboral Pemex (FOLAPE).
- En servicios generales el ejercicio fue de 8 mil 241 millones de pesos, distribuidos de la siguiente manera: 1 mil 729 en viáticos, viajes y gastos de representación, principalmente contractuales de personal de plataformas, 1 mil 336 millones de seguros y fianzas, 1 mil 34 millones de fletes y servicios de transporte; 707 millones en conservación y mantenimiento, 352 en servicios auxiliares pagados a terceros, 307 a arrendamientos varios, 223

en servicios técnicos pagados a terceros, 720 millones por concepto de gastos denominados supervenientes, los cuales se integran por 525 millones correspondientes a indemnización a terceros por afectaciones, 183 millones en liquidación por indemnizaciones al personal y 13 millones de otros egresos de operación, ubicados principalmente en las Regiones Norte con 151 millones y Sur con 569 millones, 1 mil 366 millones en gastos pagados a terceros principalmente por servicios de hospedaje y alimentación a personal de plataformas (comodato), así como 467 millones por otros conceptos menores.

- En adquisiciones, se erogaron 557 millones de pesos, principalmente por concepto de refacciones y accesorios para maquinaria, artículos de protección y seguridad, entre otros. Cabe señalar que a partir del mes de mayo, se reorientaron las erogaciones por concepto de adquisición de Nitrógeno en la Región Marina Noreste, tanto de Cantarell como de Ku-Maloob-Zaap como parte de los proyectos de inversión, por lo que el importe total ejercido en este renglón del gasto se ve disminuido considerablemente en relación al año anterior.

A continuación se presenta el ejercicio del presupuesto de operación 2011 en devengable, así como sus variaciones respecto al presupuesto original:

Presupuesto de operación, 2011

millones de pesos en devengable

Concepto	2011		Variación	
	Presupuesto original	Ejercicio	Monto	%
Operación Total	37,974	36,738	(1,236)	(3.3)
<i>Servicios Personales</i>	19,553	18,667	(887)	(4.5)
Sueldos y Salarios	11,639	11,142	(496)	(4.3)
Seguro interno del personal	100	100	0	0
Indemnizaciones al personal	39	37	(3)	(6.7)
Gtos. prev. social pagados al personal	4,122	4,093	(29)	(0.7)
Incentivos y compensación al personal	3,653	3,295	(358)	(9.8)
<i>Nómina de pensiones</i>	9,775	9,547	(228)	(2.3)
<i>Materiales</i>	1,916	568	(1,348)	(70.3)
<i>Servicios Generales</i>	6,729	7,955	1,226	18.2
Fletes	170	1,026	856	502.2
Servicios técnicos pagados a terceros	537	226	(312)	(58.0)
Seguros	1,558	1,336	(222)	(14.2)
Conservación y mantto. por contrato	2,761	624	(2,138)	(77.4)
Servicios auxiliares pagados a terceros	115	356	241	209.8
Arrendamientos varios	307	296	(11)	(3.4)
Viáticos, gtos. de viaje y representación	779	1,602	822	105.6
Otros	501	2,489	1,988	397.0

Es importante señalar que el primero de febrero de 2012 fue autorizado el presupuesto de cierre 2011 versión 6A en el cual se reconocen, entre otras cosas, el ejercicio preliminar enero-diciembre donde se incluyen las erogaciones relacionadas con eventos supervenientes tanto en gasto de operación por 718 millones de pesos, como en la inversión por 1 mil 523 millones, sumando ambos 2 mil 241 millones de pesos.

Si se compara el ejercicio del presupuesto contra el adecuado de cierre antes indicado se tiene un subejercicio total de 289 millones de pesos, mismo que se integra de 70 millones en operación y 219 millones en inversión.

c. Principales proyectos de inversión

Cantarell

Cantarell se localiza en la plataforma continental del Golfo de México, a 80 kilómetros de Ciudad del Carmen, en el estado de Campeche, con una superficie aproximada de 162.1 kilómetros cuadrados.



Su objetivo es recuperar el volumen de reservas mediante iniciativas de explotación, administrando la declinación de sus campos e incrementando el factor de recuperación de hidrocarburos; continuar con el mantenimiento de presión así como con la perforación de pozos de desarrollo, procesos de recuperación mejorada; mantener la confiabilidad y flexibilidad operativa en los sistemas de producción, transporte y distribución de crudo y gas; asegurando la integridad del personal e instalaciones y protegiendo el medio ambiente.

Durante 2011 se registró una producción de 449 mil barriles diarios de crudo, lo que equivale a un cumplimiento de 99 por ciento respecto al programa.

Respecto a la producción de gas se obtuvieron 487 millones de pies cúbicos, lo que significa un cumplimiento respecto al programa de 85 por ciento, debido al cierre de pozos críticos con alta relación gas-aceite.

El avance físico del proyecto alcanzó un cumplimiento de 99 por ciento de lo previsto en el programa.

Se realizaron 52 intervenciones mayores a pozos, superior en 20 a lo establecido en el programa, las cuales fueron para mantener las condiciones de operación de los pozos.

Se concluyó con la instalación de la plataforma Kambesah, la cual se encuentra lista para recibir equipo de perforación.

Se encuentran en construcción el oleogasoducto de 20" de Kambesah a Kutz-TA de 5.8km (avance 68.9 por ciento) estimado concluir en enero de 2012; gasoducto de 12" de L-239 a Kambesah de 6.2 km (avance 32.9 por ciento) a concluir en marzo de 2012 y gasoducto de bombeo neumático de 8" de Kambesah a Ixtoc-A de 6.5 km (avance 43.1 por ciento) programado para marzo de 2012.

Se tuvo un ejercicio preliminar de 33 mil 435 millones de pesos, equivalente a un cumplimiento de 80 por ciento respecto al presupuesto adecuado de cierre, debido principalmente al retraso en el ingreso de la facturación.

Proyecto Cantarell

Rubro Concepto	unidades	Realizado				2011				cumpli- miento, %	Cartera de proyectos				Total ^d 2012 - 2025
		acum. a 2008	2009	2010 anual periodo		programa ^b anual periodo		realizado periodo	diferencia		2012	2013	2014	2015 +	
Actividad física															
Sísmica 2D	km	10,065													
Sísmica 3D	km ²	218													
Pozos de desarrollo	num	130	10	15	15	30	30	18	-12	60	33	14	5	41	
Intervenciones mayores	num	165	75	38	38	32	32	52	20	163	12	9	1	22	
Plataformas	num		5	4	4	1		1	1			4	4	4	
Plantas	num	1										4	2	1	
Ductos	km	2												7	
Avance físico total	%		55.1	59.4	59.4	68.6	68.6	67.8	-0.8	99					
Inversión ^c															
Inversión	MM\$	355,486	45,240	44,349	44,349	41,791	41,791	33,435	-8,356	80	28,858	29,265	20,857	124,737	690,581
Avance del ejercicio	%	51	58	64	64	71	71	69	-1	98	75	79	82	100	100
Indicadores															
Incorporación de reservas 3P	M/bpce	31													
Producción de crudo	Mbd	1,511	646	501	501	451	451	449	-2	99	416	394	381	180	229
Producción de gas	MMpcd	687	956	672	672	576	576	487	-89	85	509	428	284	98	156
Costo de producción	USdls/bpce		5.74	7.03	7.03	5.44	5.44	7.28	1.84	66					

a - Datos del proyecto conceptual, no avales

b - POT 1 y presupuesto adecuado de cierre

c - Ejercicio enero - diciembre 2011 Preliminar. Pesos constantes 2011, en el largo plazo el total incluye el proyecto desde su inicio, sin intereses capitalizables, ni amortizaciones

d - Largo plazo de acuerdo a Cartera Presupuestal 2011 del mes de agosto de 2010, la cual puede ser modificada conforme a actualizaciones

f - Producción de gas sin nitrógeno a partir de 2008 en adelante

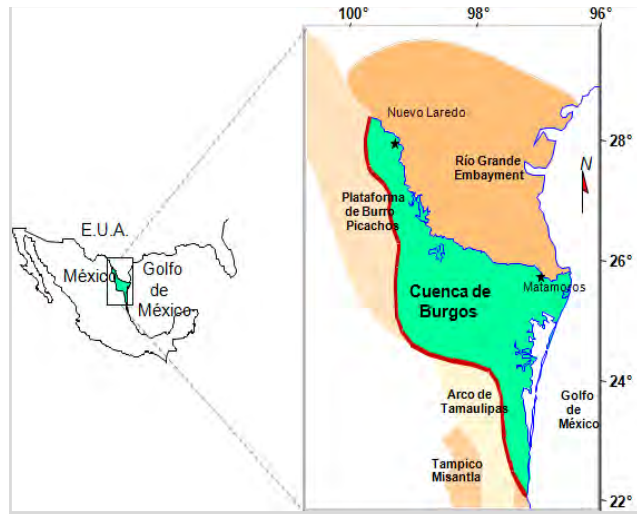
Burgos

El Proyecto Burgos comprende los estados de Tamaulipas, Nuevo León y Coahuila, abarcando una superficie aproximada de 120 mil kilómetros cuadrados.

El objetivo del proyecto es desarrollar el potencial productivo de las Cuencas de Burgos, Sabinas y el área de Piedras Negras en la zona noreste del país y con ello fortalecer la oferta de gas natural, mediante el desarrollo de los campos con mayor reserva probada y probable, la definición de áreas nuevas parcialmente desarrolladas, un plan agresivo de exploración, orientado a incrementar las reservas y la operación y mantenimiento de los campos en explotación, todo en un marco estricto de seguridad y respeto al medio ambiente.

Durante 2011, la producción de gas alcanzó un promedio de 1 mil 344 millones de pies cúbicos diarios, mismos que representaron un cumplimiento de 101 por ciento respecto a la meta establecida para el periodo.

El avance físico del proyecto alcanzó un cumplimiento de 99 por ciento respecto al programa, destacando el avance registrado en la terminación de pozos de desarrollo y exploratorios de 191 y 140 por ciento, respectivamente, debido a la incorporación equipos de



perforación operando, así como el cumplimiento de 150 por ciento en plantas.

Se ejercieron 27 mil 165 millones de pesos, equivalente al 101 por ciento del presupuesto autorizado para el año. Para asegurar el ejercicio presupuestal, se realiza a nivel regional la implementación del sistema de Control de Estimaciones (CONES) y el mantenimiento de las reservas presupuestales; además específicamente se da el seguimiento al registro de obras de COPF's y mantenimiento.

Proyecto Burgos

Rubro Concepto	unidades	Realizado				2011				Cartera de proyectos				Total ^d 2012 - 2025	
		acum. a 2008	2009	2010		programa ^b		realizado	diferencia	cumpli- miento, %	2012	2013	2014		2015 +
				anual	periodo	anual	periodo	periodo							
Actividad física															
Sísmica 2D	km	13,670	2,353	2,326	2,326	2,300	2,300	2,467	167	107			3,450	5,750	9,200
Sísmica 3D	km²	14,710	2,838	506	506	309	309	35	-274	11	1,238	3,222	5,091	6,567	16,117
Pozos exploratorios	num	197	29	19	19	10	10	14	4	140	36	56	39	430	561
Pozos de desarrollo	num	2,370	386	252	252	91	91	174	83	191	244	238	210	637	1,329
Intervenciones mayores	num	1,333	312	308	308	350	350	405	55	116	266	268	286	1,111	1,931
Plantas	num	7	2	4	4	4	4	6	2	150		12	8	12	32
Ductos	km	98	59	82	82	293	293	224	-69	77					
Avance físico total	%		42.7	45.6	45.6	50.0	50.0	49.6	-0.4	99					
Inversión^c															
Avance del ejercicio	MM\$	185,876	25,273	34,151	34,151	26,846	26,846	27,165	319	101	23,598	26,819	26,891	165,921	515,376
	%	36	41	48	48	53	53	53	0	100	57	63	68	100	100
Indicadores															
Incorporación de reservas 3P	Mbtpe	49	63	20	20										
Producción de crudo	Mbd										19	20	20	9	11
Producción de gas	MMpcd	1,056	1,515	1,478	1,478	1,331	1,331	1,344	13	101	1,505	1,612	1,794	1,101	1,195
Costo de producción	US\$/tpe		5.08	4.78	4.78	5.66	5.66	8.15	2.50	56					

a - Datos del proyecto conceptual, no avales

b - POT 1 y presupuesto adecuado de cierre

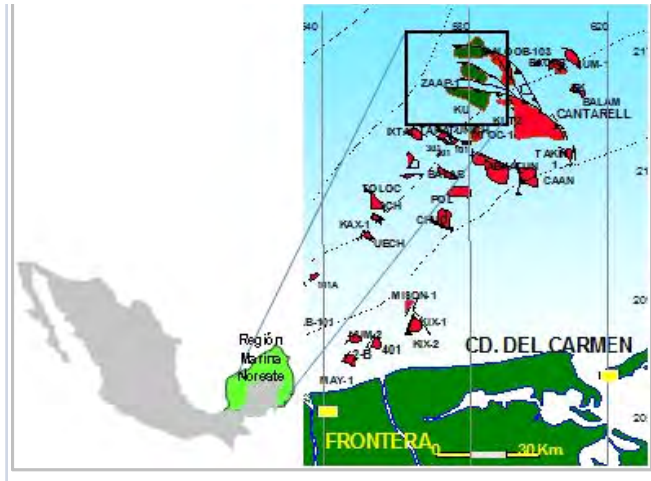
c - Ejercicio enero - diciembre 2011 Preliminar. Pesos constantes 2011, en el largo plazo el total incluye el proyecto desde su inicio, sin intereses capitalizables, ni amortizaciones

d - Largo plazo de acuerdo a Cartera Presupuestal 2011 del mes de agosto de 2010, la cual puede ser modificada conforme a actualizaciones

Ku - Maloob - Zaap

Ku-Maloob-Zaap se localiza en aguas territoriales del Golfo de México, frente a las costas de Tabasco y Campeche, a 105 kilómetros de Ciudad del Carmen, Campeche.

El objetivo del proyecto es producir las reservas de crudo y gas asociado, optimizando el desarrollo de los campos Ku, Maloob, Zaap, Bacab, Lum, Ayatsil y Pit. Se considera un esquema de mantenimiento de presión por medio de inyección de nitrógeno en tres de los principales campos, lo anterior permitirá la recuperación de su reserva y reducir la tendencia de disminución de presión; asimismo el desarrollo integral de la infraestructura permitirá el manejo de la producción de crudos extra pesados característicos de estos campos.



La producción de hidrocarburos registró 842 mil barriles por día de crudo y 331 millones de pies cúbicos de gas, alcanzando un cumplimiento de 100 y 99 por ciento, respectivamente. La producción de crudo fue ligeramente afectada por cierres debido a mantenimiento de válvulas y ajustes por aforo de pozos.

El avance físico del proyecto fue de 100 por ciento, cumpliéndose con el programa establecido para el periodo. Se destaca el avance de 109 por ciento en la terminación de pozos de desarrollo y de 107 por ciento en las intervenciones mayores de pozos.

Se concluyeron los ductos de 24 pulgadas de diámetro y 8.4 kilómetros de longitud, línea 156 hacia E-Ku-A2 y la línea 59 de 36 pulgadas de diámetro con 23.5 kilómetros de longitud de E-Ku-A2 hacia Akal-C6. Adicionalmente se concluyó la plataforma de generación eléctrica en Zaap-C, mientras que la plataforma de perforación en Maloob-D lleva un avance de 97 por ciento.

La inversión física ascendió a 28 mil 473 millones de pesos, logrando un cumplimiento de 100 por ciento respecto al presupuesto.

Proyecto Ku-Maloob-Zaap

Rubro Concepto	unidades	Realizado				2011				Cartera de proyectos				Total ^d 2012 - 2025	
		acum. a 2008	2009	2010		programa ^b		realizado	diferencia	cumpli- miento, %	2012	2013	2014		2015 +
				anual	periodo	anual	periodo	periodo							
Actividad física															
Pozos de desarrollo	num	88	15	10	10	11	11	12	1	109	10	14	13	24	61
Intervenciones mayores	num	19	20	8	8	15	15	16	1	107	10	9	16	40	75
Plataformas	num	2	2			1		1	1		2	4	4	1	11
Plantas	num											12	9	16	37
Ductos	km	27	7	3	3	32	32	32		100					
Avance físico total	%		40.7	45.5	45.5	52.5	52.5	52.3	-0.2	100					
Inversión^c															
Avance del ejercicio	MM \$	150,747	24,179	24,265	24,265	28,525	28,525	28,473	-52	100	33,212	30,267	26,285	122,814	440,294
	%	34	40	45	45	52	52	52	0	100	59	66	72	100	100
Indicadores															
Producción de crudo	Mbd	365	808	839	839	844	844	842	-2	100	872	871	842	405	496
Producción de gas	MMpcd	185	327	332	332	336	336	331	-5	99	282	271	249	103	136
Costo de producción	USDls/tpce		3.84	4.06	4.06	5.64	5.64	4.86	-0.78	114					

a - Datos del proyecto conceptual, no avales

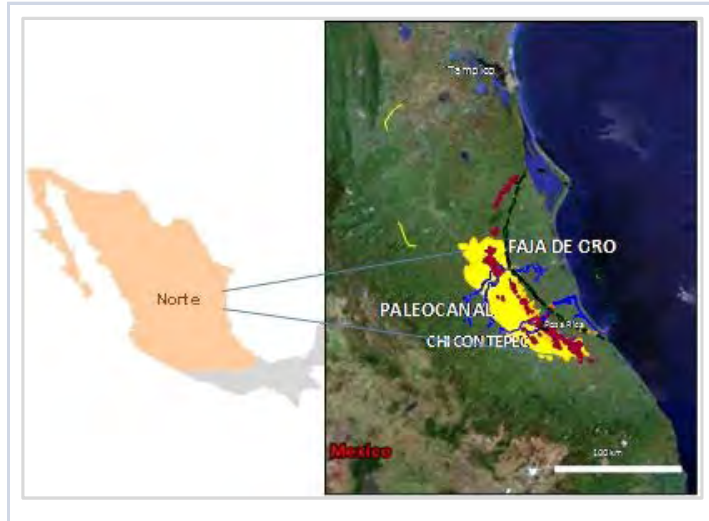
b - POT 1 y presupuesto adecuado de cierre

c - Ejercicio enero - diciembre 2011 Preliminar. Pesos constantes 2011, en el largo plazo el total incluye el proyecto desde su inicio, sin intereses capitalizables, ni amortizaciones

d - Largo plazo de acuerdo a Cartera Presupuestal 2011 del mes de agosto de 2010, la cual puede ser modificada conforme a actualizaciones

Aceite Terciario del Golfo

El proyecto Aceite Terciario del Golfo (ATG) está ubicado en el Paleocanal de Chicontepec, en una zona que comparten los estados de Veracruz y Puebla y que comprende un total de 15 municipios, cubriendo una superficie aproximada de 3 mil 875 kilómetros cuadrados.



El objetivo del proyecto es explotar las reservas de hidrocarburos de Chicontepec mediante un desarrollo sustentable, incrementando la producción con la perforación intensiva de pozos, con una estrategia de generación de valor, producción y atención del medio ambiente y el entorno socioeconómico.

Durante 2011 se registró una producción de 53 mil barriles de crudo y 112 millones de pies cúbicos de gas, lo que representa cumplimientos de 89 y 104 por ciento, respectivamente.

La variación en la producción de crudo obedece al retraso en suministro de bombas y varillas de bombeo mecánico para intervención de pozos (en espera reparaciones mayores y pozos programados para conversión a sistema artificial), así como al ajuste de producción por campaña intensa de medición de pozos.

El avance físico registrado en el proyecto fue de 16.6 por ciento respecto al programa total, lo que significa un cumplimiento de 98 por ciento de la meta establecida para el año. Destaca el cumplimiento de 161 por ciento en la terminación de pozos de desarrollo y de 145 por ciento en la adquisición de sísmica 3D, aprovechando las condiciones meteorológicas en las áreas de adquisición.

El ejercicio de inversión ascendió a 27 mil 66 millones de pesos, 90 millones menos que lo establecido en el presupuesto, lo que significa un cumplimiento de prácticamente el 100 por ciento, debiéndose la variación al retraso en el proceso de facturación.

Proyecto Aceite Terciario del Golfo

Rubro	unidades	Realizado				2011				Cartera de proyectos				Total ^d	
		acum. a 2008	2009	2010		programa ^b		realizado	diferencia	cumplimiento, %	2012	2013	2014		2015 +
Concepto				anual	periodo	anual	periodo	periodo							
Actividad física															
Sísmica 2D	km	447													
Sísmica 3D	km ²	1,194	1,265	953	953	689	689	998	309	145					
Pozos de desarrollo	num	776	426	744	744	319	319	513	194	161	459	902	996	9,380	11,737
Intervenciones mayores	num	358	142	227	227	313	313	276	-37	88	247	244	285	5,651	6,427
Plantas	num	2		5	5			1	1			4	4	22	30
Ductos	km	77	29	23	23	33	33	25	-8	77					
Avance físico total	%		8.5	10.5	10.5	16.9	16.9	16.6	-0.3	98					
Inversión ^c															
Avance del ejercicio	MMS	35,561	24,924	31,530	31,530	27,156	27,156	27,066	-90	100	27,095	31,386	34,208	383,982	595,843
	%	6	10	15	15	20	20	20	0	100	25	30	36	100	100
Indicadores															
Producción de crudo	Mbd	19	30	41	41	60	60	53	-7	89	49	68	111	176	184
Producción de gas	MMpcd	31	79	85	85	107	107	112	5	104	78	110	177	281	253
Costo de producción	USds/tpce		11.68	11.02	11.02	12.06	12.06	21.30	9.23	23					

a - Datos del proyecto conceptual, no avales

b - POT 1 y presupuesto adecuado de cierre

c - Ejercicio enero - diciembre 2011 Preliminar, Pesos constantes 2011, en el largo plazo el total incluye el proyecto desde su inicio, sin intereses capitalizables, ni amortizaciones

d - Largo plazo de acuerdo a Cartera Presupuestal 2011 del mes de agosto de 2010, la cual puede ser modificada conforme a actualizaciones

Antonio J. Bermúdez

El proyecto se localiza en la parte sureste de la República Mexicana, a 20 kilómetros al noreste de la ciudad de Villahermosa, Tabasco, en los municipios Centro y Cunduacán. Su objetivo es acelerar el ritmo de extracción de hidrocarburos, mejorando el factor de

recuperación de los yacimientos y asegurar la continuidad de la operación de sus campos, maximizando el valor económico de su explotación; todo dentro de un marco estricto de seguridad y respeto al medio ambiente y a las comunidades.



En 2011 se obtuvo una producción de crudo de 68 mil barriles diarios y de 171 millones de pies cúbicos diarios de gas, para un cumplimiento de 96 y 95 por ciento respecto al programa. La variación se debe a un ajuste por alto porcentaje de agua y ajuste en la relación gas-aceite.

El avance físico total del proyecto fue de 58.1 por ciento, alcanzándose un cumplimiento de 100 por ciento del avance programado para el año. Destacan los cumplimientos en intervenciones mayores y en terminación de pozos de desarrollo, los cuales llegaron a 111 y 108 por ciento, respectivamente.

Se tuvo un ejercicio de 8 mil 36 millones de pesos, para un cumplimiento de 99 por ciento respecto al presupuesto. El subejercicio se debió al retraso en el proceso de la facturación.

Proyecto Antonio J. Bermúdez

Rubro Concepto	unidades	Realizado				2011				cumpli- miento, %	Cartera de proyectos				Total ^d 2012 - 2025
		acum. a 2008	2009	2010		programa ^b		realizado	diferencia		2012	2013	2014	2015 +	
				anual	periodo	anual	periodo	periodo							
Actividad física															
Sísmica 3D	km ²	425													
Pozos de desarrollo	num	105	30	16	16	25	25	27	2	108	21	25	24	54	
Intervenciones mayores	num	294	57	42	42	36	36	40	4	111	55	57	39	169	
Plantas	num	1											1	1	
Ductos	km			70	70	21	21	6	-15	29					
Avance físico total	%		47.5	52.3	52.3	58.2	58.2	58.1	-0.1	100					
Inversión^c															
Avance del ejercicio	MMS	41,263	7,669	6,518	6,518	8,146	8,146	8,036	-110	99	6,300	5,952	5,723	19,888	
	%	41	48	55	55	63	63	63	0	100	69	75	80	100	
Indicadores															
Producción de crudo	Mbd	117	96	77	77	70	70	68	-3	96	80	79	78	40	
Producción de gas	MMpcd	285	302	237	237	180	180	171	-9	95	233	180	165	60	
Costo de producción	USDols./bpc		5.73	9.04	9.04	5.58	5.58	10.84	5.26	6					

a - Datos del proyecto conceptual, no avales

b - POT 1 y presupuesto adecuado de cierre

c - Ejercicio enero - diciembre 2011 Preliminar. Pesos constantes 2011, en el largo plazo el total incluye el proyecto desde su inicio, sin intereses capitalizables, ni amortizaciones

d - Largo plazo de acuerdo a Cartera Presupuestal 2011 del mes de agosto de 2010, la cual puede ser modificada conforme a actualizaciones

f - Producción de gas con nitrógeno

Veracruz

La cuenca gasífera de Veracruz se encuentra ubicada en la margen occidental del Golfo de México, en la parte central del Estado de Veracruz. El objetivo del proyecto es incrementar la producción de gas natural a fin de aumentar en el corto y



mediano plazo la oferta nacional de este energético, identificando oportunidades exploratorias que permitan en el corto plazo la incorporación de reservas y su posterior desarrollo, así como la detección de extensiones de yacimientos en campos actualmente en desarrollo, todo en un marco estricto de seguridad y respeto al medio ambiente.

En 2011 la producción de crudo alcanzó 3 mil barriles diarios, mientras que la producción de gas alcanzó un promedio de 717 millones de pies cúbicos por día, para un cumplimiento de 65 y 102 por ciento, respectivamente.

El avance físico total del proyecto fue de 78.4 por ciento, cumpliendo con lo establecido para el periodo en un 99 por ciento. Destaca el cumplimiento en intervenciones mayores el cual llegó a 183 por ciento, al realizarse 22 intervenciones de 12 programadas.

También destaca el cumplimiento en ductos, donde se terminaron 39 kilómetros de 17 programados, lo que significó un cumplimiento de 230 por ciento.

En ejercicio de inversión ascendió a 6 mil 98 millones de pesos, equivalente a un cumplimiento de 102 por ciento respecto al presupuesto.

Proyecto Veracruz

Rubro Concepto	unidades	Realizado				2011				Cartera de proyectos				Total ^d 2012 - 2023	
		acum. a 2008	2009	2010 anual periodo		programa ^b anual periodo		realizado periodo	diferencia	cumpli- miento, %	2012	2013	2014		2015 +
Actividad física															
Sísmica 2D	km	45		30	30			538	538						
Sísmica 3D	km ²	7,098	1,435	938	938	1,233	1,233	1,241	8	101	1,375			2,020	3,395
Pozos exploratorios	num	106	12	2	2	4	4	3	-1	75	9	7			16
Pozos de desarrollo	num	231	38	25	25	23	23	24	1	104	25	21	1		47
Intervenciones mayores	num	97	5	7	7	12	12	22	10	183	4	2	1	3	10
Plantas	num	4	2	5	5							2	2	12	16
Ductos	km	49	1	27	27	17	17	39	22	230					
Avance físico total	%		57.8	62.4	62.4	78.9	78.9	78.4	-0.5	99					
Inversión^c															
Avance del ejercicio	MM\$ %	40,827 55	6,406 63	5,165 70	5,165 70	5,982 78	5,982 78	6,098 78	116 0	102 100	3,763 83	3,595 88	2,028 91	6,850 100	74,616 100
Indicadores															
Incorporación de reservas 3P	MMbpce	60		27	27										
Producción de crudo	Mbd	2	5	5	5	5	5	3	-2	65	6	7	7	4	5
Producción de gas	MMpcd	489	810	819	819	701	701	717	16	102	582	522	437	119	210
Costo de producción	USDls/lbpce		2.16	2.32	2.32	3.49	3.49	3.57	0.08	98					

a - Datos del proyecto conceptual, no avales

b - POT 1 y presupuesto adecuado de cierre

c - Ejercicio enero - diciembre 2011 Preliminar. Pesos constantes 2011, en el largo plazo el total incluye el proyecto desde su inicio, sin intereses capitalizables, ni amortizaciones

d - Largo plazo de acuerdo a Cartera Presupuestal 2011 del mes de agosto de 2010, la cual puede ser modificada conforme a actualizaciones

Delta del Grijalva

El área donde se desarrolla el proyecto Integral Delta del Grijalva está localizada en la porción nororiental del área Mesozoica de Chiapas-Tabasco, al Suroeste de la Ciudad de Frontera, Tabasco, entre los municipios de Centla, Nacajuca, Centro, Jalpa de Méndez y Paraíso.



El objetivo del proyecto es maximizar el valor económico acelerando la extracción de la reserva de aceite superligero y gas asociado de los campos, basada en una estrategia integral de explotación, que contempla la aplicación de tecnología y optimización de procesos, considerando los factores de seguridad, respeto al medio ambiente y a la comunidad.

La producción de crudo alcanzó 155 mil barriles por día, alcanzando un cumplimiento de 100 por ciento respecto al programa debido a la intervención oportuna a pozos. En cuanto al gas, la producción alcanzó un promedio de 482 millones de pies cúbicos por día, inferior al programa en 19 millones para un cumplimiento de 96 por ciento, debido básicamente a un ajuste en la relación gas-aceite.

Se alcanzó un avance físico total del proyecto de 81.3 por ciento, y un cumplimiento respecto al programa anual de 97 por ciento. como consecuencia principalmente de que aún se encuentran en perforación los pozos Escarbado 6, Pijije 33, Sen 231 y Sen 232.

En el periodo se tuvo un ejercicio de 7 mil 138 millones de pesos, cifra apenas inferior en 23 millones al presupuesto, lo que equivale a un cumplimiento de 100 por ciento.

Proyecto Delta del Grijalva

Rubro Concepto	unidades	Realizado				2011				Cartera de proyectos					Total ^d 2012 - 2023
		acum. a 2008	2009	2010 anual periodo		programa ^b anual periodo		realizado periodo	diferencia	cumpli- miento, %	2012	2013	2014	2015 +	
Actividad física															
Sísmica 3D	km ²	647													
Pozos de desarrollo	num	23	8	14	14	14	14	12	-2	86	9	1	2	12	
Intervenciones mayores	num	43	6	3	3			4	4		5	6	4	13	
Ductos	km	64				10	10		-10						
Avance físico total	%		61.2	66.0	66.0	83.9	83.9	81.3	-2.6	97					
Inversión^c															
Avance del ejercicio	MM\$	23,920	5,386	6,533	6,533	7,161	7,161	7,138	-23	100	3,080	1,332	1,094	2,112	50,619
	%	47	58	71	71	85	85	85	0	100	91	94	96	100	100
Indicadores															
Producción de crudo	Mbd	58	104	141	141	155	155	155	0	100	124	112	94	24	44
Producción de gas	MMpcd	201	377	477	477	500	500	482	-19	96	408	375	310	71	139
Costo de producción	USDs/bpce		1.31	1.20	1.20	1.68	1.68	1.79	0.11	94					

a - Datos del proyecto conceptual, no avales

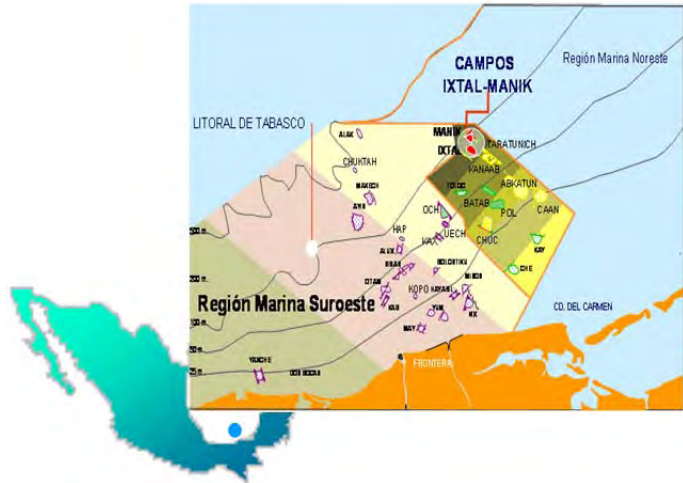
b - POT 1 y presupuesto adecuado de cierre

c - Ejercicio enero - diciembre 2011 Preliminar. Pesos constantes 2011, en el largo plazo el total incluye el proyecto desde su inicio, sin intereses capitalizables, ni amortizaciones

d - Largo plazo de acuerdo a Cartera Presupuestal 2011 del mes de agosto de 2010, la cual puede ser modificada conforme a actualizaciones

Ixtal - Manik

El proyecto Ixtal-Manik desarrolla sus actividades en aguas territoriales del Golfo de México, frente a las costas de Tabasco y Campeche. El objetivo del proyecto es recuperar 180.8 millones de barriles de aceite y 342.24 miles de millones de pies cúbicos de gas de los campos Ixtal y Manik, lo que representa la recuperación de la reserva remanente estimada.



Durante 2011 la producción de crudo alcanzó 111 mil barriles por día, lo que significó un cumplimiento de 87 por ciento. En cuanto al gas, la producción alcanzó un promedio de 220 millones de pies cúbicos por día para un cumplimiento de 89 por ciento. El impacto en producción se atribuye al atraso en la entrada a producción de los pozos Ixtal-69 e Ixtal-29 y que los pozos Manik-12 e Ixtal-84 resultaron improductivos.

El avance físico del proyecto presenta un cumplimiento de 97 por ciento del programa anual, además de un avance total de 70.7 por ciento.

En el periodo se tuvo un ejercicio de 3 mil 436 millones de pesos, equivalente a un cumplimiento de 100 por ciento respecto al presupuesto.

Proyecto Ixtal-Manik

Rubro Concepto	unidades	Realizado				2011					Cartera de proyectos				Total ^d
		acum. a 2008	2009	2010 anual periodo		programa ^b anual periodo		realizado periodo	diferencia	cumpli- miento, %	2012	2013	2014	2015 +	
Actividad física															
Pozos de desarrollo	num	7	2	2	2	5	5	4	-1	80					
Intervenciones mayores	num	3									1	2		1	4
Plataformas	num		1												
Plantas	num													1	1
Ductos	km		12	23	23										
Avance físico total	%		31.9	36.8	36.8	72.6	72.6	70.7	-1.9	97					
Inversión^c															
Avance del ejercicio	MMS	10,340	4,077	4,819	4,819	3,430	3,430	3,436	6	100	1,769	1,804	1,289	7,331	34,859
	%	30	41	55	55	65	65	65	0	100	70	75	79	100	100
Indicadores															
Producción de crudo	Mbd	28	122	125	125	127	127	111	-17	87	81	37	27	9	18
Producción de gas	MMpcd	52	231	250	250	246	246	220	-26	89	160	73	51	17	35
Costo de producción	USDls/bpce		1.92	3.20	3.20	4.72	4.72	3.84	-0.89	119					

a - Datos del proyecto conceptual, no avales

b - POT 1 y presupuesto adecuado de cierre

c - Ejercicio enero - diciembre 2011 Preliminar. Pesos constantes 2011, en el largo plazo el total incluye el proyecto desde su inicio, sin intereses capitalizables, ni amortizaciones

d - Largo plazo de acuerdo a Cartera Presupuestal 2011 del mes de agosto de 2010, la cual puede ser modificada conforme a actualizaciones

Jujo - Tecominoacán

El proyecto integral Jujo-Tecominoacán abarca los estados de Veracruz, Oaxaca y Tabasco, en los un total de 8 Municipios. Su objetivo es explotar los yacimientos de los campos Jujo-Tecominoacán, Jacinto, Paredón y Tepeyil, mejorando el factor de recuperación, para mantener los niveles de producción de aceite ligero, superligero y condensados, aplicando una estrategia integral de explotación mediante la extracción de hidrocarburos ligeros que contribuyan al enriquecimiento de la mezcla de exportación.



La producción de crudo en 2011 fue de 34 mil barriles diarios, lo que equivale a un cumplimiento de 86 por ciento, debido a ajustes por alto porcentaje de agua y al atraso en las terminaciones de pozos. Por su parte, la producción de gas registró 94 millones de pies cúbicos por día, lo que equivale a un cumplimiento de 113 por ciento, como consecuencia de ajustes en la relación gas-aceite.

El avance físico del proyecto registró un cumplimiento de 94 por ciento respecto al programa del año, alcanzando un 54.1 por ciento de avance total del proyecto. Destaca el avance en la realización de intervenciones mayores a pozos, donde se concluyeron 4 intervenciones de 2 programadas.

En el periodo se tuvo un ejercicio de 5 mil 761 millones de pesos, apenas 18 millones menos que lo presupuestado, lo que equivale a

un cumplimiento de prácticamente 100 por ciento, debiéndose esta variación a retrasos en el proceso de facturación.

Proyecto Jujo-Tecominoacán

Rubro Concepto	unidades	Realizado								Cartera de proyectos				Total ^d	
		acum. a 2008	2009	2010		programa ^b		realizado periodo	diferencia	cumpli- miento, %	2012	2013	2014		2015 +
				anual	periodo	anual	periodo								
Actividad física															
Pozos de desarrollo	num	36	5	5	5	5	5	1	-4	20	6	6	6	1	19
Intervenciones mayores	num	83	34	18	18	2	2	4	2	200	3	5	5	17	30
Plantas	num	1												3	3
Ductos	km					4	4		-4						
Avance físico total	%		43.5	45.5	45.5	57.8	57.8	54.1	-3.7	94					
Inversión^c															
Avance del ejercicio	MM\$	26,664	5,748	5,887	5,887	5,779	5,779	5,761	-18	100	4,749	4,363	3,716	20,100	77,004
	%	35	42	50	50	57	57	57	0	100	63	69	74	100	100
Indicadores															
Producción de crudo	Mbd	70	67	48	48	40	40	34	-6	86	67	67	70	41	47
Producción de gas	MMpcd	128	124	101	101	84	84	94	11	113	106	108	112	61	71
Costo de producción	USds/bpce		9.08	10.73	10.73	16.13	16.13	15.94	-0.18	101					

a - Datos del proyecto conceptual, no avales

b - POT 1 y presupuesto adecuado de cierre

c - Ejercicio enero - diciembre 2011 Preliminar. Pesos constantes 2011, en el largo plazo el total incluye el proyecto desde su inicio, sin intereses capitalizables, ni amortizaciones

d - Largo plazo de acuerdo a Cartera Presupuestal 2011 del mes de agosto de 2010, la cual puede ser modificada conforme a actualizaciones

f - Producción de gas con nitrógeno

3. Utilización y eficiencia energética en PEP

Metas para el Programa de Eficiencia Energética

La Organización Internacional de Normalización (ISO) es una federación mundial de organismos nacionales de normalización, miembros de ISO. El trabajo de preparación de las Normas Internacionales normalmente se realiza a través de los comités técnicos de ISO. Cada organismo miembro interesado en una materia para la cual se haya establecido un comité técnico, tiene el derecho de estar representado en dicho comité. Las organizaciones internacionales, públicas y privadas, en coordinación con ISO.

El propósito de la Norma Internacional APNB/ISO 50001 es facilitar a las organizaciones establecer los sistemas y procesos necesarios para mejorar su desempeño energético, incluyendo la eficiencia energética y el uso y el consumo de la energía. Su implementación está destinada a conducir a la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero y su éxito depende del compromiso de todos los niveles y funciones de la organización y, especialmente, de la alta dirección.

Esta Norma Internacional especifica los requisitos de un sistema de gestión de la energía a partir del cual la organización puede desarrollar e implementar una política energética y establecer objetivos, metas, y planes de acción que tengan en cuenta los requisitos legales y la información relacionada con el uso significativo de la energía, permite a la organización alcanzar los compromisos derivados de su política, tomar acciones para mejorar su desempeño energético.

En el contexto de la gestión de la energía, el enfoque Planificar – Hacer – Verificar – Actuar (PHVA) puede resumirse la manera siguiente:

- Planificar: llevar a cabo la revisión energética y establecer la línea de base, los indicadores de desempeño energético, los objetivos, las metas y los planes de acción necesarios para lograr los resultados que mejorarán el desempeño energético de acuerdo con la política energética de la organización
- Hacer: implementar los planes de acción de gestión de la energía
- Verificar: realizar el seguimiento y la medición de los procesos y de las características clave de las operaciones que determinan el desempeño energético en relación a las políticas y objetivos energéticos e informar sobre los resultados
- Actuar: tomar acciones para mejorar en forma continua el desempeño energético

La meta de Pemex Exploración y Producción de ahorro total de energía en los sistemas térmico y eléctrico para el año 2012 es de 2,866 miles de giga joules, lo cual contribuirá con un potencial aproximado de reducción de emisiones de gas de Efecto Invernadero (GEI) de 160.0 miles de toneladas de CO₂ en 51 instalaciones de las 4 Subdirecciones de Producción Regionales de PEP.

Las metas 2012 de reducciones de potencial energético y emisiones del GEI corresponden al Programa de Eficiencia Energética PEP 2012.

Programa de ahorro de energía 2012

PEP		Meta de Reducción de Potencial				POTENCIAL DE REDUCCIÓN DE CO2	
Subdirección	Activo	SISTEMA TÉRMICO		SISTEMA ELÉCTRICO		Térmico (Ton)	Eléctrico (Ton)
		POTENCIAL 2011	META 2012	POTENCIAL 2011	META 2012		
		(GJ)	(GJ)	(GJ)	(GJ)		
	Producción	642,895	64,290	687	69	3,607	4
Norte (SPRN)	Burgos (APB)	422,804	42,280			2,372	
	Poza Rica - Altamira (APRA)	120,791	11,965			678	
	Veracruz (APV)	39,576	3,958	450	45	222	3
	ATG (APATG)	59,724	5,972	237	24	335	1
	Producción	5,916,757	591,676	1,548,773	154,877	33,193	8,689
MSO (SPRMSO)	Abkatún Pol Chuc (APAPCh)	5,391,738	539,174	1,548,773	154,877	30,248	
	Litoral de Tabasco (APLT)	525,019	52,502			2,945	
	Producción	15,087,591	1,508,759			84,641	
MNE (SPRMNE)	Cantarell (APC)	8,491,255	849,125			47,636	
	Ku-Maloob-Zaap (APKMZ)	6,596,336	659,634			37,005	
	Distribución y Comercialización, SDC	4,496,637	449,664	280	28	25,226	2
GTDH	GTDH Marina Suroeste (GTDH-MSO)	1,858,916	185,892			10,429	
	GTDH Marina Noreste (GTDH-MNE)	2,637,667	263,767			14,797	
	GTDH Norte (GTDH-N)	54	5	280	28	0	2
	GTDH Sur (GTDH-S)						
	Producción	2,515,051	251,505			14,109	
Sur (SPRS)	Samaria Luna (APSL)	1,615,896	161,590			9,065	
	Bellota - Jujo (APBJ)	720,649	72,065			4,043	
	Macuspana (APMM)	156,314	15,631			877	
	Cinco Presidentes (APCP)	22,191	2,219			124	
	TOTAL	28,658,931	2,865,893	1,549,740	154,974	160,777	8,694
			3,020,867	GJ		169,471	Ton

1. La estimación de CO2 se realizó de Nivel 1, empleando factores de conversión estándar, por emisiones derivadas de la combustión del energético "gas natural".
2. El factor de conversión se tomó del listado de factores de emisión de GEI para diferentes energéticos, como los define el Panel Intergubernamental para el Cambio Climático (IPCC) y publicado por la SENER-CONUEE en el documento "Metodologías para la Cuantificación de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero y de Consumos Energéticos Evitados por el Aprovechamiento Sustentable de la Energía", Diciembre, 2009.
3. Las celdas sin datos corresponden a valores tan pequeños que no impactan en las magnitudes de las metas actuales.

(Factor de Conversión: CO2 = 56100 Kg/TJ = 0,0000561Kg/KJ)

Rev. (7 Feb 2012)

A c u e r d o

Con fundamento en el artículo 86, párrafo segundo, del Reglamento de la Ley de Petróleos Mexicanos, el Consejo de Administración de PEMEX-Exploración y Producción aprueba el Informe del Director General del Organismo, correspondiente al ejercicio 2011.

**Aportación de Pemex-Refinación
en cumplimiento al Artículo 86
del Reglamento de la Ley de Petróleos Mexicanos**

Marzo 2012

Informe Anual, 2011

Ley de Petróleos Mexicanos Artículo 70

Febrero, 2012

Índice

Página

6.1. Principales resultados operativos.....	1
6.1.5. Producción de petrolíferos y gas licuado	6
6.1.6. Producción de petroquímicos	30
6.1.7. Mercado interno	32
6.1.8. Mercado internacional.....	46
6.2. Programa para Mejorar la Eficiencia Operativa (PEO).....	49
7.1. Proyectos de inversión en devengable.....	110
7.1.4. Ejercicio del presupuesto de inversión	110
8.4. Seguridad industrial, protección ambiental y salud ocupacional	124

II. Informe a que se refiere el artículo 86 del Reglamento de la Ley de Petróleos Mexicanos

6.1 Principales resultados operativos

Principales resultados operativos de Pemex-Refinación

A continuación se presenta la evolución y resultados preliminares de 2011 de los indicadores de desempeño de Pemex-Refinación y su comparación con el POA, así como las principales metas para 2012, que reflejan las expectativas de mejora:

Pemex-Refinación: indicadores de desempeño, 2008-2011									
Indicador	Unidad	2008	2009	2010	POA 2011	Real 2011	Meta 2012	Benchmark	
1 EVA ^{a/}	MMM\$	-108.0	-60.6	-87.5	n.d.	-78.4 /-86.7 ^{d/}	n.d.		
2 Margen variable de refinación	Dls/b	2.3	1.6	-0.2	n.d.	-0.09	n.d.		
3 Proceso de crudo	Mbd	1,261.0	1,294.9	1,184.1	1,359.0	1,166.7	1,316.5 ^{g/}		
4 Proceso de crudo pesado ^{b/}	%	43.8	39.8	37.3	43.8	37.3	44.5		
5 Utilización de la capacidad equivalente de destilación ^{c/}	%	76.9	nd	70.9	78.5	67.6	75.3	79.4 ^{f/}	
6 Rendimiento de gasolinas y destilados intermedios del crudo	%	66.9	65.5	63.0	68.2	61.6	67.6 ^{g/}	72.7 ^{f/}	
7 Índice de intensidad energética ^{c/}	Índice	134.6	nd	138.8	124.0	138.7	128.1 ^{g/}	94.5 ^{f/}	
8 Índice de disponibilidad operacional en refinerías ^{c/}	%	90.3	nd	92.2	91.0	90.8	n.d.		
9 Participación de las importaciones en las ventas internas de gasolina	%	43.0	41.6	47.2	40.9	50.7	40.5		
10 Participación de las importaciones en las ventas internas de diesel	%	17.8	13.3	29.1	9.9	35.4	16.5		
11 Costo total de transporte ^{a/}	\$/ton-	0.1594	0.1592	0.1695	0.1858	0.1673	0.1861 ^{g/}		
12 Días de autonomía de Pemex Magna en terminales	Días	2.9	2.0	2.4	2.2	2.2	2.2 ^{g/}		
13 Días de autonomía de Pemex Premium en terminales	Días	8.4	7.6	7.8	4.7	6.3	4.7 ^{g/}		
14 Días de autonomía de diesel en terminales	Días	3.8	3.1	2.5	3.0	2.4	3.0 ^{g/}		
15 Emisiones de SOx / 1000 ton proceso	Ton/Mto	4.5	4.4	3.8	4.1	4.0	4.1 ^{g/}		
16 Índice de frecuencia de accidentes	Índice	0.24	0.32	0.66	0-1	0.76	0.3	0.5 ^{h/}	
17 Productividad laboral en refinerías ^{c/}	PE/100 KEDC	235.7	nd	240.0	215.0	232.1	221.1 ^{g/}		

^{a/} Pesos de 2011.

^{b/} Incluye el crudo maya, otros pesados y el despuntado maya.

^{c/} Fuente: Estudio bianual elaborado por la compañía HSB Solomon Associates para 2008-2010 y en el caso 2011 los valores son calculados por la refinería para seguimiento mensual, no oficial.

^{d/} Incluye CMR.

^{e/} No incluye siniestros, jubilaciones, demoras marítimas y residencias de operaciones portuarias; incluye autoconsumos. A pesos corrientes.

^{f/} Solomon 2010, CNGM.

^{g/} En proceso de autorización por la SENER.

^{h/} Oil Gas Producers.

En 2011 el Sistema Nacional de Refinación (SNR) registró un margen variable de -0.09 dólares por barril de crudo procesado, que en

comparación con el obtenido en 2010 fue superior en 0.12 dólares por unidad de crudo procesado. Este incremento es resultado principalmente de un efecto favorable en precio, consecuencia de la elevada volatilidad observada en el mercado petrolero internacional entre ambos años.

A diciembre de 2011 el proceso de crudo en el SNR se ubicó en 1,166.7 MBD, cifra inferior en 1.5 por ciento respecto al año previo y 14.1% con relación a lo definido en el POA. Este resultado se vio afectado por:

- Retraso en la entrada en operación de las plantas de la reconfiguración de Minatitlán.
- Rehabilitación de planta Hidrodesulfuradora de Gasóleos en Cadereyta (incidente de septiembre de 2010).
- Correctivo en planta Maya de Madero, en agosto, septiembre y octubre.
- Altos inventarios de productos intermedios en Cadereyta, Madero, Minatitlán y Salina Cruz, así como altos inventarios de combustóleo en Tula y Salamanca.
- Fallas de energía eléctrica en Madero, Minatitlán y Salina Cruz.
- Declaratoria de fuerza mayor por incidente en la planta reductora de viscosidad de la refinería de Tula en julio; contingencia ambiental (lluvias) en Salina Cruz en junio-julio.
- Otros correctivos en el Sistema Nacional de Refinación y retraso en mantenimientos.

Para 2012 se ha programado incrementar en un 12.8% el proceso de crudo para quedar en 1,316.5 MBD.

La participación de los crudos pesados en el proceso total fue similar al de 2010 e inferior en 6.6 puntos porcentuales con relación a la meta, al ubicarse en 37.3%, lo cual se derivó en parte de la necesidad de

reducir carga de crudo pesado, como consecuencia principalmente de la demanda limitada de combustóleo, del deterioro en la calidad del crudo Maya, así como al diferimiento en la entrada en operación de plantas de la reconfiguración de Minatitlán.

Para 2012, con la estabilización de las plantas de la reconfiguración de Minatitlán, se espera incrementar el proceso de crudos pesados en 7.2 puntos porcentuales.

En 2011 la utilización de la capacidad equivalente de destilación en el SNR se ubicó en 67.6%, cifra inferior en 3.3 puntos porcentuales en comparación al año anterior y 10.9 puntos respecto a lo programado. Las refinerías que tuvieron mayor impacto en este resultado fueron Madero y Minatitlán.

Las causas de esta variación se deben a lo señalado en el apartado relativo al proceso de crudo, destacando el mantenimiento correctivo en el SNR (alto índice de paros no programados). En este sentido, se encuentra en marcha el proyecto Pemex Confiabilidad.

Por otra parte, el rendimiento de gasolinas y destilados intermedios del crudo, se ubicó en 61.6%, cifra inferior en 1.4 puntos porcentuales en comparación a 2010 y 6.7 puntos respecto al POA. Esto se atribuye principalmente al retraso en la entrada en operación de plantas de la reconfiguración de Minatitlán, al deterioro de la calidad del crudo Maya que recibe el SNR, a la menor utilización de las plantas catalíticas, además de los correctivos e incidentes de las plantas.

La meta 2012 es alcanzar un rendimiento de destilados del crudo de 67.6%, superior en 6 puntos porcentuales con relación a 2011, sustentado en una mayor confiabilidad de las instalaciones y la entrada en operación de las plantas de proceso de la refinería de Minatitlán.

Durante 2011 el índice de intensidad energética (IIE) fue de 138.7, cifra similar a la registrada en 2010, pero mayor en 14.7 puntos en comparación a la meta. Este comportamiento respecto a la meta, se debe a:

-
- Alto índice de paros no programados.
 - Problemas de confiabilidad operativa en las áreas de fuerza y servicios principales.
 - Falla de equipos de precalentamiento de aire en calentadores a fuego directo, lo que reduce su eficiencia en casi 10 unidades.
 - Altos consumos de vapor por baja recuperación de condensado.
 - Bajas eficiencia en calentadores, calderas y turbogeneradores por obsolescencia de dichos equipos.

Con la mejora prevista en la confiabilidad de plantas de proceso y la entrada de los proyectos de uso eficiente de energía, se espera que el índice pase de 138.7 puntos en 2011 a 128.1 en 2012, inferior en 8%.

El índice de disponibilidad operacional en las refinerías fue de 90.8 por ciento, inferior 1.4 puntos porcentuales al observado en 2010 y 0.2 puntos en comparación a meta.

La participación de las importaciones de gasolina en las ventas internas de ese producto se ubicó en 50.7%, mostrando un incremento de 3.5 puntos porcentuales respecto a 2010 y de 9.8 puntos con relación al POA, debido principalmente a una disminución de la producción en 5.6%, así como al retraso en la entrada en operación de las plantas de la reconfiguración de Minatitlán. Para 2012 se estima alcanzar un 40.5%, 10.2 puntos porcentuales menos que en 2011.

La participación de las importaciones de diesel en las ventas internas de ese producto fue de 35.4%, cifra mayor en 6.3 puntos porcentuales en comparación a 2010 y en 25.5 puntos con relación a lo programado, debido tanto a la disminución observada en la producción de 5.4% respecto al año previo, como al incremento en las ventas de 3.4%. En 2012 se estima alcanzar un 16.5 por ciento, 18.9 puntos porcentuales menor a la participación de 2011.

El costo de transporte a diciembre de 2011 se ubicó en 0.1673 \$/ton-km, cifra inferior en 1.3% respecto a 2010 y 9.9% respecto a la meta

anual. Este comportamiento se debió básicamente, a que las tarifas por autotanque se mantuvieron sin aumento de febrero de 2010 a junio de 2011, así como al mayor volumen transportado por buquetanque (1.9%) y carrotanque (53.8%).

Los días de autonomía de la gasolina Pemex Magna alcanzaron la meta anual, equivalente a 2.2 días. En el caso de la gasolina Premium, estuvo por arriba de la meta.

Los días de autonomía de diesel en las TARs fueron de 2.4, cifra inferior en 0.1 días respecto a la obtenida un año antes y de 0.6 días con relación a la meta anual, debido en gran medida a una menor producción y al retraso en las importaciones/entregas del producto. De igual manera, influyeron las suspensiones constantes en la operación por bajas de presión y tomas clandestinas en los sistemas de ductos de Minatitlán-México, Topolobampo-Guamúchil-Culiacán, y Brownsville-Reynosa-Cadereyta, afectando nuevamente los inventarios a nivel nacional.

A diciembre de 2011, las emisiones de SOx se ubicaron en 4.0 Ton/Mton de proceso de crudo, lo que significó un incremento de 0.2 Ton/Mton con relación a 2010, pero inferior en 0.1 Ton/Mton respecto a la meta. Este resultado es debido principalmente a las acciones tomadas e inversiones efectuadas para dar cumplimiento a la norma oficial mexicana NOM-148-SEMARNAT-2006.

En 2011 el índice de frecuencia de accidentes del Organismo fue de 0.76, con 92 lesiones incapacitantes (74 en la Subdirección de Producción, 11 en la Subdirección de Distribución, 6 en Almacenamiento y Reparto y 1 en subdirecciones de Oficinas Centrales). Durante el año ocurrieron 4 accidentes fatales, 3 en la refinería de Tula en julio y uno en la refinería de Madero en septiembre. En este sentido, se realiza entre otras acciones lo siguiente:

- Se difundieron Alertas de Seguridad a los Centros de Trabajo por lesiones recurrentes a las áreas de Seguridad.

- Se realizó campaña de seguridad en manos por parte del Grupo Mixto Coordinador de Comisiones Mixtas de Seguridad e Higiene en todos los Centros de Trabajo de Pemex-Refinación.
- Se refuerza el liderazgo de la Línea de Mando e impulsa la aplicación cabal del proceso de Disciplina Operativa, con énfasis en los Procedimientos Críticos, el Permiso de Trabajo y el AST.

Con el reforzamiento en la implantación del SSPA, incluyendo las acciones mencionadas, entre otras, se espera mejorar el indicador y alcanzar la meta de 0.3.

La productividad laboral en refinerías se ubicó en 232.1 PE/100KEDC, cifra inferior en 3.3% respecto al año anterior, pero 8.0% por arriba de la meta.

6.1.5. Producción de petrolíferos y gas licuado

Proceso de crudo y utilización de la capacidad instalada por proceso

Durante el período enero-diciembre de 2011, las Refinerías del Sistema procesaron 1,166.6 MBD de crudo fresco, cantidad inferior en 1.5% a la realizada en el mismo período de 2010, 6.8% inferior al POT-I, y 14.2% menor con respecto al programa POA.

Pemex-Refinación: proceso de petróleo crudo, enero-diciembre 2010-2011
(miles de barriles diarios)

	2010	2011		
	Real	Real	POA	POT-I
Total	1,184.1	1,166.6	1,359.0	1,251.8
Cadereyta	176.9	170.6	209.0	191.8
Madero	126.4	117.4	153.3	145.3
Minatitlán	158.7	151.9	234.1	187.8
Salamanca	185.9	170.7	186.4	172.7
Salina Cruz	270.0	279.4	296.2	275.0
Tula	266.2	276.6	279.9	279.2

Fuente: base de datos de Refinación, consulta 18/01/2012 13:00 Hrs.

Las afectaciones a los programas se deben principalmente:

Retraso en la puesta en operación de la planta Maya de reconfiguración de Minatitlán, considerada en el POA 2011.

Ajuste a los programas de proceso de enero a abril por altos inventarios de gasóleos de Coquer en la refinería de Cadereyta derivado del incidente de la Hidro de Gasóleos en 2010.

Fallas eléctricas: en la refinería de Minatitlán en enero, marzo y abril.

Factores ambientales: en junio en la refinería de Salina Cruz afectación al proceso por retraso en la carga de barcos por mal tiempo.

Baja comercialización de Combustóleo y Asfalto: Ajuste a los programas de proceso y producciones en las refinerías de Salamanca en febrero, mayo, julio y diciembre, en la refinería de Tula en enero y febrero.

Fuerza mayor: en la refinería de Tula en junio derivado de incidente en la planta reductora de viscosidad y combinada 1, en la refinería de Salina Cruz en julio sale la primaria No.1 por inundación ocasionada por contingencia ambiental (lluvias), en septiembre y diciembre por falla eléctrica. En la refinería de Madero en agosto por falla eléctrica.

Correctivos: en la refinería de Cadereyta en torre atmosférica de la Planta Combinada No.2 en mayo, retraso en la reparación de la planta Combinada No.1 en junio, en la refinería de Madero planta Maya en agosto, septiembre y octubre, en la refinería de Minatitlán en agosto preparadora de carga No.3, en septiembre la planta Maya en proceso de estabilización y en octubre, noviembre y diciembre en líneas de proceso de esta planta, en la refinería de Tula correctivo en combinada No.2 en abril y FCC-2 en julio, en octubre y diciembre correctivos en calentadores de Combinada No.2.

Problemas Operativos: Que derivaron en afectación al proceso de crudo, en la refinería de Madero en marzo planta Coquer.

Altos Inventarios de Productos Intermedios: Que derivaron en disminución de proceso de crudo para consumir estos inventarios:

Refinería de Cadereyta de enero a abril se ajustó su programa de proceso y producciones por altos inventarios de gasóleos de Coquer derivado del incidente en la planta hidrosulfuradora de Gasóleos de 2010, en julio y agosto por altos inventarios de gasolina de bajo octano por catalizador agotado en U-400-2 y su cambio, en agosto y septiembre altos inventarios de gasóleos por correctivos en FCC-1 y 2, en octubre altos inventarios de gasóleos de Coquer por correctivo en compresor GB-3800 de Hidrosulfuradora de gasóleos.

Refinería de Madero en enero y febrero altos inventarios de gasolina amarga y desulfurada, por correctivo en U-901 y en agosto por días de más en correctivo de U-300, en marzo por problemas operativos en Coquer, en noviembre y diciembre altos inventarios de gasóleos de Coquer por retraso de la puesta en operación de la planta Hidrosulfuradora de Gasóleos.

Refinería de Minatitlán en mayo, junio y julio altos inventarios de gasolina amarga y desulfurada.

En la refinería de Salina Cruz en agosto altos inventarios de gasóleos de vacío por correctivo en FCC-1, en diciembre altos inventarios de productos intermedios por paros no programados en plantas de hidrosulfuración de Naftas y de Destilados Intermedios.

Del total de crudo procesado en el período enero-diciembre de 2011, 434.7 MBD correspondieron a crudo pesado (incluye reconstituido), representando un 37.3%. Menor en 1.4% a la realizada en 2010, inferior en 16.6% respecto al POT-I y menor en 27.0% con respecto al POA.

El volumen de crudo ligero procesado en este período fue de 731.9 MBD.

Utilización de la capacidad instalada (metodología SOLOMON)

	2010 (1) ene-dic	2011 (1) ene-dic	2011-2010
Primarias	79.4	75.8	-3.7
Catalíticas	77.1	70.0	-7.2
Reformadoras	69.3	68.2	-1.1
Hidro de Gasolinas	74.7	72.1	-2.6
Hidro de Destilados Intermedios	75.3	68.2	-7.1
Hidro Gasóleos de Vacío	54.9 *	59.7 *	4.9
Alquilación (Producción)	52.1	51.0	-1.1
Isomerizadoras de Pentanos (Producción)	55.1	53.3	-1.7
MTBE (Producción)	57.4	54.9	-2.5
TAME (Producción)	59.2	58.4	-0.8
Hidro de Residuales **	36.7	24.7	-12.1
Coquizadora	72.0	74.6	2.6
Lubricantes	57.8	47.2	-10.6
SNR	63.1	59.9	-3.3

El % de Utilización del SNR considera las plantas de proceso, servicios auxiliares, almacenamiento y capacidad de entrada y salida de insumos y productos

(1) Cálculos internos exclusivos para seguimiento

* Considera también la Planta H-Oil de Tula

** Planta U-10 de Salamanca

La utilización de plantas del SNR en 2011, fue menor en 3.3 puntos con respecto a 2010, debido a altos inventarios de Combustóleo pesado con afectación a los procesos primarios de Cadereyta, Minatitlán, Salamanca y Tula. Así mismo, una disminución en la utilización de plantas Catalíticas, Reformadoras, Hidrodesulfuradoras de gasolinas, Hidrodesulfuradoras de destilados intermedios, Alquilación, Isomerizadoras, MTBE, TAME, Hidrodesulfuradora de Residuales y Lubricantes.

Las desviaciones en la utilización de plantas de proceso que disminuyeron con respecto a 2010, obedecieron principalmente a las siguientes causas:

Primarias: La utilización disminuyó en el SNR en 3.7 puntos. Lo anterior debido principalmente a: Altos inventarios de gasóleos y factores de rentabilidad en refinería de Cadereyta. Por mantenerse fuera de operación la Primaria BA por altas existencias de Combustóleo y posteriormente por Gasóleos, primaria maya por falla de servicios principales y reparación de línea de transfer de torre principal ambas en refinería de Madero. En Minatitlán al salir de operación las primarias 1 y 2 por entrada de Primaria Maya.

Catalíticas FCCs: La utilización disminuyó en 7.2 puntos: Cadereyta por mantenimiento correctivo y rehabilitación en planta FCC-1 y reparación correctiva FCC 2.; Madero: baja carga de las plantas FCCs por balance de Gasóleos y mantenimiento correctivo en ambas plantas.; Minatitlán FCC-1 en rehabilitación general programada, fuera de operación por balance de Gasóleos al haber entrado FCC-2; Salamanca bajo proceso por balance de gasóleos, rehabilitación general y mantenimiento; Salina Cruz, bajo proceso en plantas FCCs por balance de gasóleos y mantenimiento correctivo en FCC-1; Tula plantas FCC-1 y FCC-2 de Tula salieron de operación por falla de servicios principales y operaron con baja carga por balance de Gasóleos de vacío y por altas existencias de LPG.

Reformadoras: Disminuyó 1.1 puntos por las siguientes razones: Cadereyta, baja carga por bajo proceso de crudo (de 09 al 24 de mayo con cero proceso de crudo) y catalizador agotado en U-500-2. Madero, disminución de carga en U-900 por baja confiabilidad en sistema de regeneración continua y por baja confiabilidad en el packinox de U-901 (sale de operación 27 de junio al 23 julio 2011 y de 02 al 11 agosto por falta de carga). Minatitlán, BTX salió de operación para regenerar catalizador de 26 de junio y entra el 31 de agosto, NP-1 baja carga por catalizador agotado sale de operación para cambio del 25 de abril al 19 de mayo de 2011 y en septiembre por reparación de los cambiadores EA-2201A/B/C/D, U-500 baja carga por deficiencia del Packinox. Salamanca, RR-2 baja carga al salir de operación la HDS-2 de 07 al 12 de marzo de 2011 para desnatado de catalizador y sale el mes de noviembre por bajo proceso de crudo derivado de la baja

demanda de cope. Salina Cruz, con carga limitada por obstrucción del packinox y baja confiabilidad del compresor GB 501, U 500-1 y en U-500-2 catalizador en etapa final de su ciclo (se regenero de 10 al 22 de junio de 2011). Tula, U-500-2: Catalizador en etapa final de su ciclo (se regenero de 23 de junio al 03 de julio de 2011, lleva 12 regeneraciones).

Hidrodesulfuradoras de Gasolinas: Disminuyó 2.6 puntos por las siguientes razones: Cadereyta, U-400-1 opera con el catalizador agotado, U-400-2 opera con el catalizador agotado y baja eficiencia del Packinox (fuera de operación de 30 de julio a 15 de agosto de 2011 para cambio de catalizador); Madero, U-300 baja carga por ensuciamiento del EA-301 Packinox (sale de operación 27 de junio al 22 julio 2011, reparación general, vuelve a salir de 02 al 11 agosto para limpieza del Packinox) Minatitlán, HDG, U-400, HDK baja carga por y fuera de operación por balance de gasolina. Salamanca. HDS-2 por bajo proceso de crudo derivado de la baja demanda de cope, HDS-3 por bajo proceso de crudo derivado de la baja demanda de cope, y alta diferencial lado efluente de cambiadores EA 440/441. Salina Cruz, U-400-1 por deficiencia del tren de precalentamiento EA-401A-D, U-400-2 por desnatado de catalizador de 05 al 09 diciembre, reparación de tubos del calentador BA-401 de 17 al 24 de diciembre.

Hidrodesulfuradoras de Destilados Intermedios: Disminuyó 7.1 puntos por las siguientes razones; Cadereyta, U-700-1 por falta de carga debido a cero proceso de crudo de 09 a 29 de mayo y alta caída de presión en el reactor y U-800-1 por falta de carga debido a cero proceso de crudo de 09 a 29 de mayo y baja actividad del catalizador, U-700-2 baja carga, para dar la especificación del diesel UBA, al operar con catalizador en su etapa final. Madero, U-500 baja carga por operar con el catalizador en etapa final. Minatitlán, HDD por bajas existencias, además de que se limita la carga por los compresores C-2001 y C-2003, U-100 baja carga por catalizador agotado, y bajas existencias, Salamanca, U-7 y U-8 baja carga por bajo proceso de crudo derivado de la baja demanda de cope, U-14 baja carga por bajo proceso de crudo derivado de la baja demanda de cope, y también se

ajusta la carga para obtener diesel UBA al operar con el catalizador en su etapa final. Salina Cruz, U-700-1 por operar con el catalizador desactivado (desnatado 05 a 14 de junio de 2011), U-700-2 por operar con el catalizador desactivado (desnatado 14 a 22 de junio de 2011), U-800-2 por operar con el catalizador desactivado (desnatado 16 a 25 de julio de 2011). Tula, U-700-1 por operar con el catalizador desactivado (desnatado 05 a 14 de junio de 2011), U-700-2 por operar con el catalizador desactivado (Planta fuera de operación de 08 al 31 de diciembre de 2011 para cambio de catalizador), U-800-2 por operar con el catalizador desactivado, falta de carga (fuera de operación 22 de junio al 27 de julio de 2011) y compresor GB-801 con baja confiabilidad. HDD-5 por operar con el catalizador desactivado.

Hidrodesulfuradoras de Gasóleos de Vacío: Aumento 4.9 puntos. Tula: por operación de la planta Hidro de Gasóleos-2 (Ex H-OIL) para desulfurar Gasóleos de Vacío.

Alquilación: Disminuyó en 1.1 puntos por las siguientes razones: Madero por correctivo del incidente del calentador 2H-01, Salamanca y Salina Cruz rehabilitación programada, Cadereyta por falta de carga de FCCs, Tula por falla en bombas de carga GA-307 A/B.

Isomerización: Disminuyó en 1.7 puntos, lo anterior derivado de las bajas cargas a las unidades en Cadereyta, Madero, Salina Cruz y Salamanca. Minatitlán por eliminación de fugas en circuito de sosa caustica.

MTBE y TAME: Disminuyó en 2.5 y 0.8 puntos. Cadereyta por falta de carga de FCCs, Madero por calidad de carga, Salina Cruz baja actividad de catalizador.

Coquizadoras: El porcentaje de utilización aumento 2.6% debido a que se efectuaron desconchados en línea preventivos a los serpentines de los calentadores en COQUE Cadereyta y se efectuó limpieza mecánica a los serpentines de los calentadores en COQUE Madero operaciones que permitieron aumentar la carga a estas plantas.

Lubricantes: disminuyó en 10.6 puntos por bajo proceso de la refinería por altas existencias de COPE, fallas de equipos críticos, falta de propano para las plantas LD, LG, U-5.

Producción de refinados

La producción de gasolinas en el período enero-diciembre de 2011 fue menor en 92.1 MBD con respecto al POA, con una variación de -19.2%, menor en 37.9 MBD con respecto al POT-I con una variación de -8.9% y menor en 16.1 MBD con respecto al mismo período del año 2010 con una variación de -4.0 %.

La producción de destilados intermedios (Pemex Diesel y Turbosina) fue 117.2 MBD menor respecto al POA, 54.0 MBD menor con respecto al POT-I y 11.3 MBD menor con respecto al mismo período del año anterior.

La producción de residuales (Combustóleo y Asfalto), fue 12.6 MBD mayor respecto al POA, 3.6 MBD mayor con respecto al POT-I y 13.6 MBD menor con respecto al mismo período del año anterior.

* Las desviaciones en volumen se explican los apartados de Proceso de Crudo y de Rendimientos.

Pemex-Refinación: elaboración de productos petrolíferos, enero-diciembre 2010-2011
(miles de barriles diarios)

	2010		2011		Variaciones Porcentuales		
	Real (1)	Real (2)	POA (3)	POT-I (4)	(2) / (1)	(2) / (3)	(2) / (4)
Total	1,237.3	1,200.2	1,422.9	1,310.3	-3.0	-15.7	-8.4
Productos del Proceso	1,209.2	1,178.1	1,387.9	1,269.6	-2.6	-15.1	-7.2
Gas seco	54.2	62.6	52.9	53.8	15.6	18.3	16.4
Gas Licuado del crudo	25.5	21.4	26.9	29.2	-16.0	-20.2	-26.7
Gasolinas Crudo (sin Transf.)	404.2	388.1	480.2	426.0	-4.0	-19.2	-8.9
Kerosinas	51.9	56.3	62.1	56.1	8.5	-9.3	0.3
Diesel	289.5	273.8	385.2	328.0	-5.4	-28.9	-16.5
Kero +Diesel	341.4	330.1	447.3	384.1	-3.3	-26.2	-14.1
Combustóleo	322.3	307.5	286.4	301.2	-4.6	7.3	2.1
Asfalto	24.9	26.1	34.5	28.7	4.9	-24.4	-9.1
Asfalto + COPE	347.1	333.5	320.9	329.9	-3.9	3.9	1.1
Otros (incluye Coque) ⁽¹⁾	34.3	36.0	57.1	46.1	4.8	-37.0	-21.8
Aceite Cíclico Ligeró a Export y Transfer ⁽²⁾	2.5	6.3	2.6	0.6	157.2	139.1	977.9
Productos de Máquila	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	-
Gasolinas	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	-
Diesel	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	-
Turbosina	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	-
Combustóleo	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	-
LPG de Mezcla de Butanos y Transferencias	28.1	22.1	35.0	40.7	-21.2	-36.8	-45.6
Gas Licuado	8.1	10.0	14.2	12.9	22.8	-29.6	-22.3
Gna. de Transferencias (incl. Pajaritos) ⁽³⁾	19.9	12.1	20.8	27.8	-39.1	-41.7	-56.4

Fuente: base de datos de Refinación, consulta 18/01/2012 13:00 Hrs.

(1) Otros: incluye Coque.

(2) Aceite Cíclico de Export. y transfer de reporte SISTI programado ó realizado.

(3) Incluye Gasolina enviada a Pajaritos.

Cálculos truncados a 1 decimal, impresión max. +0.1

Rendimiento de productos

El rendimiento total de petrolíferos del período enero-diciembre de 2011 fue 101.0%, menor en 1.1 puntos porcentuales respecto al POA y al mismo período de 2010, menor en 0.4 puntos porcentuales con respecto al POT-I.

El rendimiento de destilados (Gasolinas, Kerosina y Diesel) del período enero-diciembre de 2011 fue menor en 9.8 puntos porcentuales con respecto al POA, menor en 4.9 y 2.2 puntos porcentuales con respecto al POT-I y al año anterior 2010, respectivamente.

Las desviaciones de destilados intermedios más gasolinas se deben principalmente a:

Menor proceso de crudo por los ajustes mencionados en el apartado de proceso de crudo.

Correctivos en las plantas: Reformadora 2 y Alquiler en mayo y junio, respectivamente, de la refinería de Salamanca.

Baja carga en Alquiler de la refinería de Salina Cruz en junio por falta de olefinas.

Afectaciones a destilados intermedios en Cadereyta, Madero, Salamanca y Tula por falta de carga en los períodos de bajo proceso.

Afectaciones a gasolinas y destilados intermedios en la refinería de Minatitlán por las fallas eléctricas también mencionadas en el apartado de Proceso de Crudo, demora de la puesta en operación de las plantas del proyecto de reconfiguración.

Afectación en las producciones en general por alto índice de paros no programados y mantenimientos extendidos más tiempo del programado, entre otros en plantas catalíticas y reformadoras.

Afectaciones por las Declaraciones de Fuerza mayor mencionadas en el apartado de Proceso de crudo.

El rendimiento de Gasolinas del período enero-diciembre de 2011 fue menor en 5.8 puntos porcentuales con respecto al POA, 2.2 menor al POT-I y 2.5 menor al mismo período de 2010.

El rendimiento de residuales (Combustóleo y Asfalto), fue mayor en 21.1 y 8.5 puntos porcentuales respectivamente al POA, POT-I y menor en 2.5 puntos porcentuales con respecto al mismo período de 2010, lo anterior ante la problemática en la comercialización de la materia prima negro de humo, asfalto y combustóleo y problemas operativos en Planta Coquizadora de la refinería de Madero, demora de la puesta en operación de la planta Coquizadora de la reconfiguración de la refinería de Minatitlán.

Cumplimiento de la NOM-086

El Proyecto de Calidad de Combustibles tiene como objetivo principal, disminuir el contenido de azufre en las Gasolinas Magna y Premium a 30 partes por millón (ppm) promedio y 80 ppm como máximo, y en el Diesel reducir este contaminante hasta un máximo de 15 ppm para dar cumplimiento a la Norma NOM-086-SEMARNAT-SENER-SCFI-2005 o la norma que la sustituya.

Para el cumplimiento de los compromisos de corto plazo de dicha norma Pemex-Refinación ha suministrado Gasolinas y Diesel de Ultra Bajo Azufre (UBA), una parte con producción propia y mayormente con importaciones; por lo que para cumplir con los compromisos de mediano plazo, se desarrolla un proyecto para instalar la infraestructura necesaria (Proyecto de Calidad de Combustibles).

Con motivo de las reformas y adiciones a la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el ramo del petróleo, vigentes a partir de diciembre de 2008, corresponde a la SENER, establecer en conjunto con la SEMARNAT las especificaciones de las gasolinas y otros combustibles líquidos producto de la refinación del petróleo.

Los programas de desarrollo de infraestructura conciliados entre la Dirección General de Pemex, PR y la Ex-DCIDP (actualmente Subdirección de Proyectos de PR), han sido la base para solicitar la modificación de algunos plazos establecidos por la NOM-086.

Suministro en el corto plazo de Combustibles UBA

En el período, a partir de octubre de 2011 se producen aproximadamente 30 MBD de diesel UBA con la puesta en operación de la planta Hidrodesulfuradora de diesel U-24000 de la Reconfiguración de Minatitlán.

Esquema de precios

La SHCP autorizó a Pemex aplicar, a partir del 16 de noviembre de 2006, sobrepuestos de 29 y 16 centavos por litro a los precios al

público de la Gasolina Premium y del Diesel respectivamente. Lo anterior con el objeto de que Pemex-Refinación pueda recuperar los costos de las importaciones para el cumplimiento en el corto plazo de las nuevas especificaciones contenidas en la NOM-086.

Se han solicitado a la SHCP la autorización de las nuevas formulas de precio productor siguientes:

Septiembre 2008.- Gasolina Magna Zonas Metropolitanas

Diciembre 2008.- Gasolina Magna Resto del País y Diesel Zonas Metropolitanas.

Agosto 2009.- Diesel Resto del País.

Sin embargo a la fecha no se cuenta con la autorización de ellas.

Desarrollo de Infraestructura de Producción

El proyecto de Calidad de Combustibles derivado de la NOM-086, constituye una iniciativa trascendente para Pemex-Refinación.

El alcance preliminar del proyecto considera lo siguiente:

- Gasolina: construcción de 8 plantas de pos tratamiento nuevas.
- Diesel: modernización de 17 plantas hidrosulfuradoras y construcción de 5 plantas nuevas.
- Plantas complementarias nuevas: 5 generadoras de hidrógeno, 3 purificadoras de hidrógeno, 4 de recuperación de azufre y 3 tratadoras de aguas amargas.
- Modernización de plantas complementarias: 1 hidrosulfuradora de gasóleos, 1 generadora de hidrógeno y 3 tratadoras de aguas amargas.
- Unidades de servicios auxiliares nuevas: 1 caldera de vapor y 2 turbogeneradores.

- Además de ampliaciones y adecuaciones en unidades de servicios auxiliares, infraestructura de almacenamiento, sistemas de mezclado e integración.

Los programas para el desarrollo de la infraestructura para la producción de gasolinas y Diesel UBA en el SNR, indican como fechas de terminación noviembre de 2013 y noviembre de 2014, respectivamente.

Avance:

Gasolinas

Primer Paquete: Tula-Salamanca

Se firmó el contrato con la Cía. SAIPEM el 9 de marzo de 2010, con un tiempo de ejecución de 1,150 días estimándose terminar el 29 de mayo de 2013, teniéndose los avances que se indican enseguida:

Avance Físico en %	Octubre-diciembre 2010		Global a diciembre 2011	
	Programado	Realizado	Programado	Realizado
Salamanca	8.57	7.5	63.32	41.36
Tula	7.49	7.52	59.81	43.84

Segundo paquete: Cadereyta-Madero

Se firmó el contrato con la Cía. ICA Fluor el 11 de septiembre de 2009, con un tiempo de ejecución de 1,320 días estimándose terminar el 2 de mayo de 2013, teniéndose los avances que se indican:

Avance Físico en %	Octubre-diciembre 2011		Global a diciembre de 2011	
	Programado	Realizado	Programado	Realizado
Cadereyta	11.84	9.94	69.17	69.68
Madero	10.72	7.17	62.46	55.47

Tercer paquete: Minatitlán-Salina Cruz

Se firmó el contrato con la Cía. ICA Fluor el 23 de marzo de 2010, con un tiempo de ejecución de 1,290 días estimándose terminar el 22 de octubre de 2013, teniéndose los avances que se indican:

Avance Físico en %	Octubre-diciembre 2011		Global a diciembre 2011	
	Programado	Realizado	Programado	Realizado
Minatitlán	13.64	8.42	40.46	30.78
Salina Cruz	12.75	6.61	36.44	29.78

Con respecto a las Instalaciones Complementarias, la Subdirección de Proyectos continua con la preparación de los paquetes técnicos para contratar Ingenierías Básicas, con el fin determinar alcances para la implementación de trabajos como son: Adquisición e instalación de turbogeneradores, Acondicionamiento de Tanques y Tuberías, Ampliación de Laboratorios, Manejo de Corrientes Parásitas en las refinerías del SNR, la Conversión de CDHydro a Depentanizadora (Madero) y Sistemas de Recuperación de Condensado (Salamanca).

Derivado de las recomendaciones del Perito, Cía. Jacobs, la Subdirección de Proyectos contrató estudios con el IMP para las Hidrodesulfuradoras de gasóleos de Cadereyta y Madero, así como para la optimización de los tratamientos Cáusticos de LPG de la FCC-2 de Madero y Salina Cruz; asimismo, integra la documentación para contratar estudios con los licenciadores para la FCC-2 de Cadereyta y Minatitlán, así como para el tratamiento cáustico de LPG de la FCC-1 de Salina Cruz. La Subdirección de Proyectos contrató al IMP para el desarrollo de la ingeniería básica para los Sistemas de Mezclado en Línea de Gasolinas para las refinerías de Cadereyta, Minatitlán y Tula, la cual fue concluida en este período.

Diesel

Refinería Cadereyta:

En la refinería de Cadereyta se tienen terminadas las Ingenierías de las plantas Hidrodesulfuradora de Diesel, Tratamiento de Aguas Amargas, Recuperadora de Azufre e integración. Respecto a la Planta de Hidrógeno, se homologó la tecnología seleccionada para la reconfiguración de la refinería de Salamanca para su aplicación en Cadereyta y se contrató en el cuarto trimestre de 2011 a la Cía. Haldor Topsoe para el desarrollo de la Ingeniería Básica, misma que concluirá en junio de 2012.

Paralelamente, se ha continuado con la preparación de la documentación del proyecto de la fase Diesel para tramitar su acreditación, misma que se encuentra en proceso de revisión por las instancias de validación; el mismo ya está registrado ante la SHCP y se tiene presupuesto fincado para salir a licitar IPC en el segundo trimestre de 2012, una vez que se tengan las autorizaciones correspondientes.

Para las 5 refinerías restantes, con respecto a las ingenierías de las plantas Hidrodesulfuradoras de Diesel, se firmó el contrato con la Cía. Haldor Topsoe el 19 de marzo/10 para las refinerías de Tula y Salamanca, y se terminó en noviembre de 2011; y para las refinerías de Madero, Minatitlán y Salina Cruz se contrató a la Cía. Axens en mayo/10, cuyo contrato concluyó en noviembre de 2011.

Respecto a las Plantas de Recuperación de Azufre y de Producción de Hidrógeno, la Subdirección de Proyectos indicó que se evaluó la opción del “outsourcing” para definir si estas plantas se construirían por terceros o Pemex construye sus propias unidades. El resultado del estudio arrojó que es más conveniente contar con plantas propias, por lo cual, se procederá a realizar los trámites de contratación de las licencias e ingenierías. Para este caso, en diciembre de 2011, el IMP entregó el Reporte de los dictámenes de homologación de tecnologías con las seleccionadas para el PCR de la refinería de Salamanca, resultando para las plantas de Producción de Hidrógeno de las refinerías de Madero, Minatitlán y Tula el licenciador Haldor Topsoe AS y para las de Recuperación de Azufre de las refinerías de Madero, Minatitlán y Salina Cruz el licenciador CBI-Lummus.

Para la nueva planta de Hidrógeno de Salina Cruz, la Subdirección de Proyectos contrató al IMP para los trabajos de la selección de tecnología. En este proceso resultó que la mejor opción fue la propuesta del tecnólogo Technip, por lo cual se realizan los trámites para contratar sus servicios como licenciador de este proceso en el segundo trimestre de 2012.

Para el caso especial de la planta de Hidrógeno U-9 de la refinería Salamanca, la Subdirección de Proyectos y la refinería definieron que el suministro de hidrógeno para la U-15 será desde la nueva planta de hidrógeno de 100 MMPCSD del PCR.

De igual manera, la Subdirección de Proyectos contrató al IMP para desarrollar las ingenierías de las plantas de Tratamiento de Aguas Amargas nuevas del SNR. Se desarrollan las ingenierías para las nuevas plantas de tratamiento de aguas amargas de Madero y Salina Cruz y los términos de Referencia para contratar la Ingeniería de las nuevas plantas de tratamiento de aguas amargas de Salamanca y de Tula.

El avance en el período octubre-diciembre 2011 y a diciembre de 2011 es el siguiente:

Avance en %	Hidrosulfuradoras de Diesel	
	Octubre-diciembre 2011	Global a diciembre 2011
Cadereyta	Terminada	100
Madero	5.1	100
Minatitlán	5.9	100
Salamanca	3.0	100
Salina Cruz	8.4	100

Reevaluación del Proyecto

El avance de los estudios de pre inversión para la fase diesel, ha permitido definir un costo estimado equivalente a 3,812 millones de USD sin escalación, por lo que el costo total estimado para el Proyecto de Calidad de Combustibles asciende a 5,901 millones de USD sin escalación, distribuidos de la siguiente manera:

Concepto	Gasolinas	Diesel Cadereyta	Diesel resto SNR	Diesel Total	Total Calidad de combustibles
Inversión	1,966	731	2,690	3,421	5,387
Administración	55	49	134	183	238
Total Inversión	2,021	780	2,824	3,604	5,625
Estudios de Pre-inversión	68	37	171	208	276
Total (Inversión + pre-inversión)	2,089	817	2,995	3,812	5,901
Escalación	346	73	269	342	688
Total	2,435	890	3,264	4,154	6,589

Notas: Estimados en USD de junio de 2011, considera modernización menor de la U-700-2.

Presupuesto de Inversión

De acuerdo al oficio de liberación de inversión PEF 2011, los presupuestos de los proyectos de calidad de combustibles tienen los siguientes montos autorizados:

Proyectos registrados en la SHCP			
Nombre	Número	Presupuesto: Millones de Pesos	
		Total	Autorizado 2010 (FE)
Estudios de Pre inversión	B-343-40-06	3,572	1182
Gasolinas Inversión	G-070-05-01	31,745	7,860
DUBA Cadereyta	A1700101DA000	12,697	0

Oficio de liberación presupuestaria, Adecuado II versión 2E, de fecha 30 de septiembre de 2011.

Gestiones para modificación del programa de suministro

Internamente, se han llevado a cabo reuniones con diferentes áreas de Pemex-Refinación para presentar a la SENER las fechas propuestas para el cumplimiento de la NOM-086 de los combustibles que están pendientes. Estas fechas son:

- Suministro de Pemex Magna, para el resto del país, se propondrá el cambio de la Norma de enero de 2009 a noviembre de 2013.
- Suministro de Pemex Diesel, para el resto del país, se propondrá el cambio de la Norma de septiembre de 2009 a noviembre de 2014.

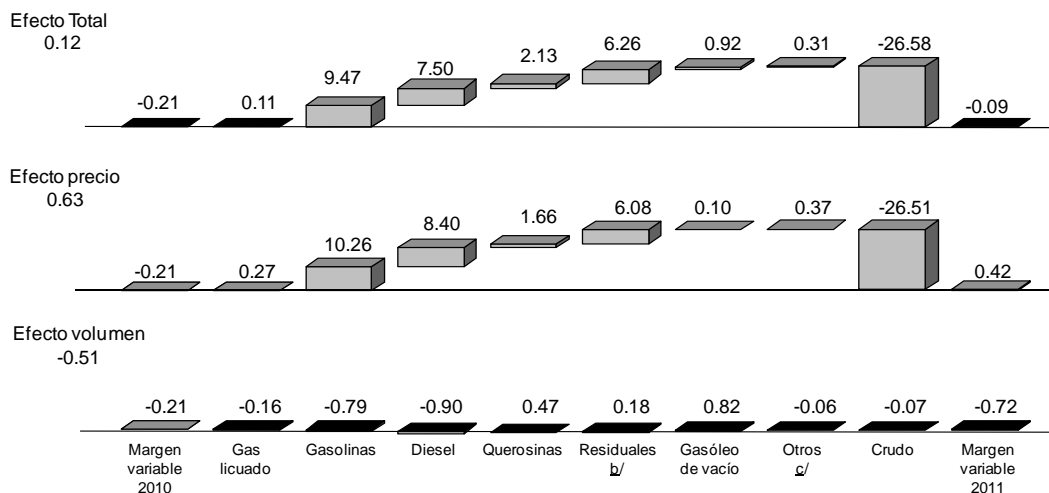
Márgenes de refinación del SNR

En el período enero-diciembre de 2011, el Sistema Nacional de Refinación (SNR) registró un margen variable de refinación de -0.09 dólares por barril de crudo, que en comparación con el obtenido en igual período de 2010 fue superior en 0.12 dólares por unidad de crudo procesada.

Este incremento es resultado principalmente de un efecto en precio que significó 0.63 dólares por barril, consecuencia de la elevada volatilidad observada en el mercado petrolero internacional por los diversos factores socio-políticos y financieros ocurridos entre ambos períodos de comparación.

Es de destacar la entrada en operación, pruebas de desempeño y estabilización de la mayoría de las plantas nuevas de la refinería de Minatitlán a partir de agosto del presente año.

Pemex-Refinación: SNR comparación de los márgenes variables de refinación, enero-diciembre, 2010 vs. 2011^{a/} (dólares por barril)



^{a/} Cifras preliminares.

^{b/} Incluye combustóleo, asfaltos, materia prima para negro de humo, coque y variación de inventarios de residuales intermedios.

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

En términos de volumen, se aprecia un efecto negativo de 0.51 dólares por barril de crudo procesado. En este sentido son de mencionar afectaciones en el SNR por: fallas de energía eléctrica en las refinerías de Madero, Minatitlán y Salina Cruz; de servicios auxiliares en Salamanca y Tula; altos inventarios de combustóleo en las refinerías de Salamanca y Minatitlán; la realización de mantenimientos no previstos en todas las refinerías del SNR y la prolongación de los tiempos estimados para la terminación de algunas rehabilitaciones.

En adición, es de mencionar problemas en el proceso de crudo originado por la calidad del insumo recibido. Todo lo anterior provocó que el rendimiento de productos destilados fuera menor en comparación con el registrado en 2010.

A diciembre de 2011, la contribución de las gasolinas al margen por volumen fue de -0.79 dólares por barril de crudo procesado, reflejo de un rendimiento inferior en 0.8 puntos porcentuales en relación a 2010, por los problemas antes mencionados. Es de comentar menores apoyos de gasolinas base de otros Organismos Subsidiarios entre ambos períodos en comparación.

Es importante señalar que durante 2010 se importaron gasóleos de vacío para la refinería de Madero, lo que permitió atenuar algunos de los problemas operacionales que presentaron en este centro de trabajo, y aunque se reflejó en un rendimiento mayor de gasolinas, incrementó su costo de elaboración. A partir de octubre de 2010 se tomó la decisión técnico-económica de no continuar con esta operación, observándose en 2011 una contribución positiva de 0.82 dólares por barril en el grupo de gasóleos entre ambos períodos de comparación.

En el grupo de destilados intermedios se observó una reducción del efecto volumétrico equivalente a 0.43 dólares por barril, al disminuir el rendimiento de este grupo de productos en 0.5 puntos porcentuales entre los períodos analizados, por las razones mencionadas.

Pemex-Refinación: márgenes variables de refinación del SNR, enero-diciembre 2010-2011 *a/*
(dólares por barril)

	Margen 2010	Efecto Precio	Efecto Volumen	Margen 2011
SNR	-0.21	0.63	-0.51	-0.09
Cadereyta	1.76	2.54	1.12	5.42
Madero	-4.02	0.62	2.19	-1.21
Minatitlán	-0.18	-1.60	-0.45	-2.23
Salamanca	0.03	0.45	-0.37	0.11
Salina Cruz	0.41	-0.17	-0.47	-0.23
Tula	-0.51	-0.66	-0.66	-1.83

a/ Cifras preliminares.

A diciembre la refinería de Cadereyta presentó un margen variable de 5.42 dólares por barril de crudo procesado, superior en 3.66 dólares al registrado en 2010. Por efecto de los precios, se tuvo una contribución positiva de 2.54 dólares por barril en tanto que por volumen se tuvo un efecto también positivo de 1.12 dólares por unidad de crudo procesado entre ambos períodos de comparación. Lo anterior tiene su explicación en parte en el efecto que tuvo en 2010 el incidente en la planta Hidrodesulfuradora de Gasóleos. Este accidente ocurrió a inicios de septiembre de 2010 afectando la mayoría de los procesos de la refinería y su rehabilitación concluyó en segunda quincena de marzo de 2011.

El margen variable de la refinería de Madero al cierre de 2011 se situó en -1.21 dólares por unidad de crudo procesado, 2.81 dólares por barril superior al registrado en 2010. Este incremento estuvo conformado por el efecto positivo en precio de 0.62 dólares aunado a un efecto también positivo en volumen de 2.19 dólares por barril procesado de crudo entre ambos años.

Al respecto, es importante mencionar que la decisión de no procesar gasóleos de vacío importados contribuyó a la mejora de su margen, pero tuvo un impacto negativo en el rendimiento de destilados de la refinería, adicionalmente es de mencionar que la refinería enfrentó diversos problemas operativos que afectaron el rendimiento de destilados entre los que destacan fallas de energía eléctrica, problemas en la línea de transfer de la combinada 5, correctivos no

previstos, la prolongación en la fecha estimada para la terminación de algunas reparaciones y altos inventarios de producto intermedio durante el período.

La refinería de Minatitlán obtuvo a diciembre de 2011 un margen variable de refinación de -2.23 dólares por barril de crudo procesado, inferior en 2.05 dólares al registrado en el mismo período de 2010. Esta caída estuvo conformada por un efecto precio de -1.60 dólares y un efecto también negativo en volumen de 0.45 dólares por barril de crudo procesado. Durante el año, la refinería se vio afectada por fallas de energía eléctrica en enero y abril, así como correctivos no programados en las unidades FCC 1, de Hidrodesulfuración de Gasolinas y Reformación BTX.

En particular es de comentar el arranque, las pruebas de desempeño y la estabilización de la mayoría de las plantas nuevas del proyecto de reconfiguración de esta refinería a partir de agosto.

Para el caso de la refinería de Salamanca, el margen de refinación se ubicó en 0.11 dólares por unidad de crudo procesado, que comparado con el obtenido en el año anterior resultó superior en 0.08 dólares por unidad, de los cuales 0.45 dólares por barril correspondieron a un efecto favorable de los precios, el cual permitió compensar una contribución negativa en volumen de 0.37 dólares por barril. Durante este período de 2011, la refinería de Salamanca enfrentó fallas en servicios auxiliares (aire de instrumentos), limitaciones en el proceso por altos inventarios de combustóleo, así como retraso en rehabilitación de algunos procesos durante el mantenimiento mayor programado que se realizó en septiembre.

En 2011, la refinería de Salina Cruz obtuvo un margen de -0.23 dólares por barril, menor en 0.64 dólares al compararlo con el obtenido en 2010. Por efecto de los precios, la contribución fue de -0.17 dólares por barril, en tanto que el efecto por volumen tuvo una caída de 0.47 dólares por barril de crudo procesado. En particular durante el segundo semestre del año, la refinería enfrentó problemas por las rehabilitaciones de FCC 1 y Alquilación, condiciones climatológicas

adversas en julio, falla de servicios principales en agosto y septiembre con afectación general a la refinería.

Por su parte, la refinería de Tula obtuvo durante 2011 un margen de -1.83 dólares por barril, que al compararlo con el obtenido en el año anterior representó una disminución de 1.32 dólares por unidad de crudo procesada. Tanto en precios como en volumen se registró una reducción de su contribución al margen de 0.66 dólares por barril de crudo procesado, respectivamente. Entre los problemas operativos que enfrentó la refinería durante 2011 y que limitaron la captura de un mayor valor económico destacan: altos inventarios de combustóleo, baja carga en catalíticas por balance de gasóleos; falla de aire de instrumentos a inicios de marzo con afectación a la mayoría de los procesos de la refinería, y correctivos de plantas no previstos en el período, entre los que se pueden mencionar Hidrodesulfuradora de Gasóleos (ex-H-Oil tren 2), FCC 2, hidrodesulfuradora de destilados intermedios HDI, U-700-2 y U-800-2.

Márgenes Cadereyta y Madero versus Deer Park 2011

A diciembre de 2011, el margen variable que obtuvieron las refinerías del SNR con coquizadora, Cadereyta y Madero, se ubicó en 5.42 y -1.21 dólares por barril, respectivamente (2.72 dólares por barril de manera combinada). En el mismo período, el obtenido por la refinería de Shell en Deer Park fue de 6.57 dólares por unidad.

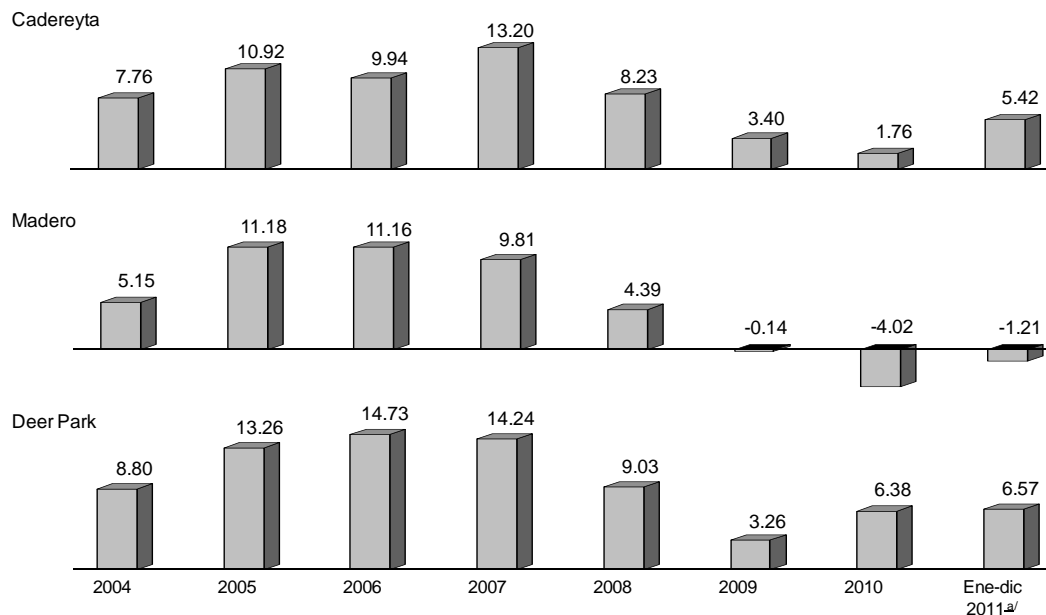
Aunque los resultados de Deer Park, pudieran representar un benchmark para las refinerías de Cadereyta y Madero por su configuración de coquización, no son del todo comparables, por diversas razones entre las que se podrían mencionar: la configuración de sus instalaciones es distinta; las refinerías procesan diferentes mezclas de crudo; distintos ciclos de mantenimiento de plantas; las cotizaciones tanto de insumos como de productos utilizadas en Deer Park están basadas en diferentes períodos de referencia; sus sistemas de gestión son más maduros y efectivos, permitiéndole a Deer Park una operación más eficiente de sus procesos. Lo anterior se traduce

en mejores oportunidades para la captura de un mayor valor económico.

En adición, Cadereyta y Madero han enfrentado diversos problemas operativos que les han impedido mejorar su margen de refinación. La primera registró el incidente de la planta hidrosulfuradora de gasóleos afectando su operación desde el último cuatrimestre de 2010 y hasta marzo de 2011. Asimismo, se realizó el mantenimiento mayor programado de sus instalaciones durante mayo, se registró el correctivo de la Primaria 2 y FCC 2 en este mismo mes.

La refinería de Madero ha registrado fallas de servicios principales, problemas en la Primaria Maya (línea de transfer), así como correctivos no previstos en sus instalaciones. Ambas refinерías registraron atrasos en programas de ejecución de mantenimientos preventivos.

Pemex Refinación: comparación de márgenes variables de refinación, Cadereyta-Madero vs. Deer Park, 2004-2011^{a/}
(dólares por barril)

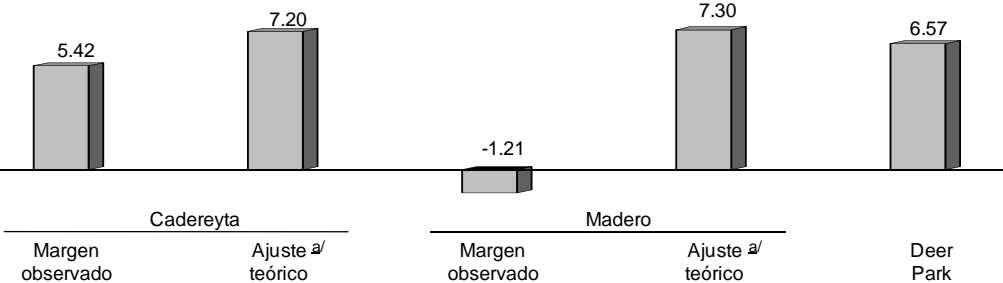


^{a/} Cifras preliminares.

Para contar con otra comparación de los márgenes del SNR con una referencia internacional, se estimó un margen teórico con base en los rendimientos de productos publicados por la consultora Purvin & Gertz y ensayos de crudos realizados por PEP y PMI para diferentes configuraciones de los crudos Istmo y Maya, considerando un nivel de utilización de plantas del 92 por ciento y una mezcla de crudos similar a la procesada por las refinerías del SNR.

En cuanto a los precios, se utilizaron cotizaciones de Platt's en la Costa Norteamericana del Golfo de México con la misma periodicidad de los aplicados para el SNR.

Pemex-Refinación: comparación del margen de refinación, Cadereyta y Madero, Deer Park y teórico CNGM, enero-diciembre 2011, (dólares por barril)



^{a/} Cifras preliminares. Ajuste con la mezcla de crudo actual en las refinerías del SNR y configuraciones teóricas en la CNGM de Purvin & Gertz y PEP-PMI, cotizaciones CNGM Platt's (periodicidad SNR) y una utilización de plantas del 92 por ciento.

Para el caso de la refinería de Cadereyta, se observa una brecha entre el margen teórico y el observado 1.78 dólares. En esta comparación es importante mencionar el impacto que tiene la revaloración de inventarios en el margen observado, toda vez que la referencia teórica no los considera. Para el caso de la refinería de Cadereyta este efecto de revaloración significó 1.89 dólares por barril de crudo procesado durante 2011, que al descontarlo del margen observado, ubicaría la brecha en relación al margen teórico en la CNGM en 3.67 dólares por barril de crudo procesado. Lo anterior, como se ha comentado, derivado principalmente por los problemas operativos que enfrentó esta refinería a raíz del incidente de la planta hidrosulfuradora de

gasóleos en septiembre de 2010, el mantenimiento registrado en mayo, así como correctivos no previstos en el período, limitando el uso de la configuración de coquización en esta refinería.

En el caso de Madero, descontando el efecto de la revaloración de los inventarios, la brecha se ubicaría en 9.93 dólares con relación al margen teórico. En particular, la refinería de Madero enfrentó diversos problemas operativos durante el período, como fueron las fallas de energía eléctrica, la línea de transfer de la Primaria Maya, la prolongación de diferentes mantenimientos y correctivos no previstos durante el período, que no le permitieron una mayor utilización de sus procesos.

6.1.6 Producción de petroquímicos

Con respecto a los productos petroquímicos en el período enero-diciembre en propileno se tuvo una desviación porcentual de -26 por ciento con respecto al poa de -10.1 con respecto al POT-I y de -12.3 con respecto al mismo período del año anterior.

Pemex-Refinación: elaboración de productos petroquímicos, enero-diciembre 2010-2011
(miles de toneladas)

	2010		2011		Variaciones porcentuales		
	Real (1)	Real (2)	POA (3)	POT-I (4)	(2) / (1)	(2) / (3)	(2) / (4)
Petroquímicos	1,124.1	1,117.0	2,266.6	1,607.6	-0.6	-50.7	-30.5
Básicos ^{a/}	410.3	423.2	1,015.0	589.4	3.1	-58.3	-28.2
Heptano	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	-
Hexano	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	-
Materia prima p/negro de humo	410.3	423.2	1,015.0	589.4	3.1	-58.3	-28.2
Secundarios	363.4	352.2	732.4	583.4	-3.1	-51.9	-39.6
Benceno	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	-
Butadieno	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	-
Butano-butileno	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	-
Ortoxileno	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	-
Propano-propileno	0.0	0.0	168.4	166.4	-	-100.0	-100.0
Propileno	363.4	352.2	564.0	417.0	-3.1	-37.5	-15.5
Tolueno	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	-
Xileno	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	-
No Clasificados	350.4	341.6	519.2	434.9	-2.5	-34.2	-21.5
Alquilarilo ligero				0.0			
Alquilarilo pesado	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	-
Amoníaco	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	-
Anhidrido carbónico	23.3	14.1	0.0	0.0	-39.5	-	-
Aromáticos pesados	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	-
Azufre	321.8	323.4	509.8	425.0	0.5	-36.6	-23.9
Ciclohexano	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	-
Dodecibenceno	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	-
Etilbenceno	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	-
Estireno	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	-
Hidrógeno	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	-
Isopropanol	5.3	4.1	9.5	9.9	-23.0	-57.0	-58.8
Polímero ligero	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	-
Polímero pesado				0.0	-	-	-
Tetrámero	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	-

^{a/} No incluye gas licuado (propano-butano) que fue considerado en el cuadro 3.

Rendimiento de productos

En Petroquímicos, la producción en el período enero-diciembre del presente año en rendimiento fue de 1.8 %, menor en 7.1 puntos porcentuales respecto al POA, 14.7 menor respecto al mismo período de 2010 y 21.3 puntos porcentuales menor con respecto al POT-I.

6.1.7 Mercado Interno

Precios al público

Gasolinas y diesel

A continuación se muestra la lista de precios vigentes de diciembre de 2010 a diciembre de 2011.

Pemex-Refinación: precios al público de combustibles automotrices en zona resto del país, 16% de IVA (pesos por litro)		
	Precio al público	Variación vs mes anterior
Pemex Magna		
11-dic-10	8.76	0.08
08-ene-11	8.84	0.08
12-feb-11	8.92	0.08
12-mar-11	9.00	0.08
09-abr-11	9.08	0.08
14-may-11	9.16	0.08
11-jun-11	9.24	0.08
09-jul-11	9.32	0.08
13-ago-11	9.40	0.08
10-sep-11	9.48	0.08
08-oct-11	9.56	0.08
12-nov-11	9.64	0.08
10-dic-11	9.73	0.09
Pemex Premium		
11-dic-10	10.10	0.04
08-ene-11	10.14	0.04
12-feb-11	10.18	0.04
12-mar-11	10.22	0.04
09-abr-11	10.26	0.04
14-may-11	10.30	0.04
11-jun-11	10.34	0.04
09-jul-11	10.38	0.04
13-ago-11	10.42	0.04
10-sep-11	10.46	0.04
08-oct-11	10.50	0.04
12-nov-11	10.54	0.04
10-dic-11	10.59	0.05
Diesel		
11-dic-10	9.12	0.08
08-ene-11	9.20	0.08
12-feb-11	9.28	0.08
12-mar-11	9.36	0.08
09-abr-11	9.44	0.08
14-may-11	9.52	0.08
11-jun-11	9.60	0.08
09-jul-11	9.68	0.08
13-ago-11	9.76	0.08
10-sep-11	9.84	0.08
08-oct-11	9.92	0.08
12-nov-11	10.00	0.08
10-dic-11	10.09	0.09

Comparativo de precios al público en México vs. Estados Unidos (frontera Sur)

El comportamiento y magnitud de los diferenciales entre los precios de combustibles en México y los precios que rigen en la frontera Sur de EUA, así como la inseguridad que impera en el Norte de nuestro país, provocaron que los patrones de consumo en la frontera Norte de nuestro país presentaran un comportamiento heterogéneo para los diversos productos automotrices. Al comparar el período enero-diciembre de 2011 con período similar de 2010:

Las ventas de gasolina Pemex Magna en la frontera Norte disminuyeron 2.1 por ciento; en tanto que las ventas de gasolina Pemex Premium crecieron 5.2 por ciento en dicha zona, presentando el mismo comportamiento en las ventas totales de Pemex Magna y Pemex Premium en todo el país.

Las ventas de diesel en la frontera Norte presentaron un incremento de 0.7 por ciento al comparar lo observado durante el período enero-diciembre de 2011 con relación al mismo período de 2010, en congruencia con lo ocurrido en el resto del país, en donde se incrementaron en 1.8 por ciento.

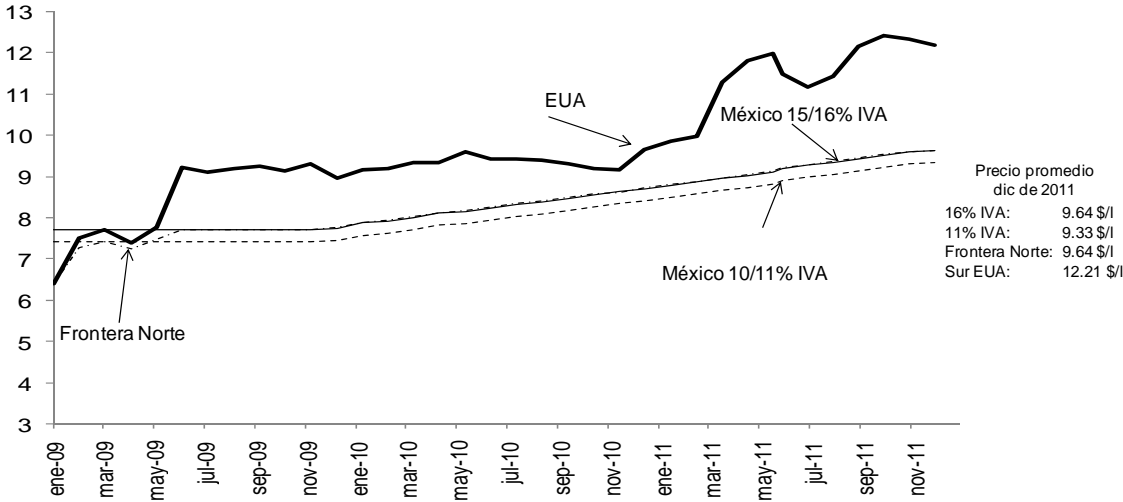
Durante el período enero-diciembre de 2011, los diferenciales de precios de combustibles automotrices entre México y Estados Unidos de América tuvieron comportamientos uniformes tendientes al alza, derivado del comportamiento del precio internacional del crudo marcador WTI. Es importante recordar que para las gasolinas que se comercializan en la frontera norte de nuestro país se opera con un esquema de precios homologados, con un precio máximo equivalente al precio vigente en el resto del país (con IVA de 16%).

Por otro lado, la Secretaría de Hacienda y Crédito Público mantuvo el esquema de incrementos mensuales en los precios al público de los combustibles automotrices hasta noviembre, de 8 centavos de peso por litro para la Pemex Magna y el diesel, mientras que el incremento mensual para la Pemex Premium fue de 4 centavos de peso por litro, mientras que para diciembre los incrementos fueron de 9 centavos de

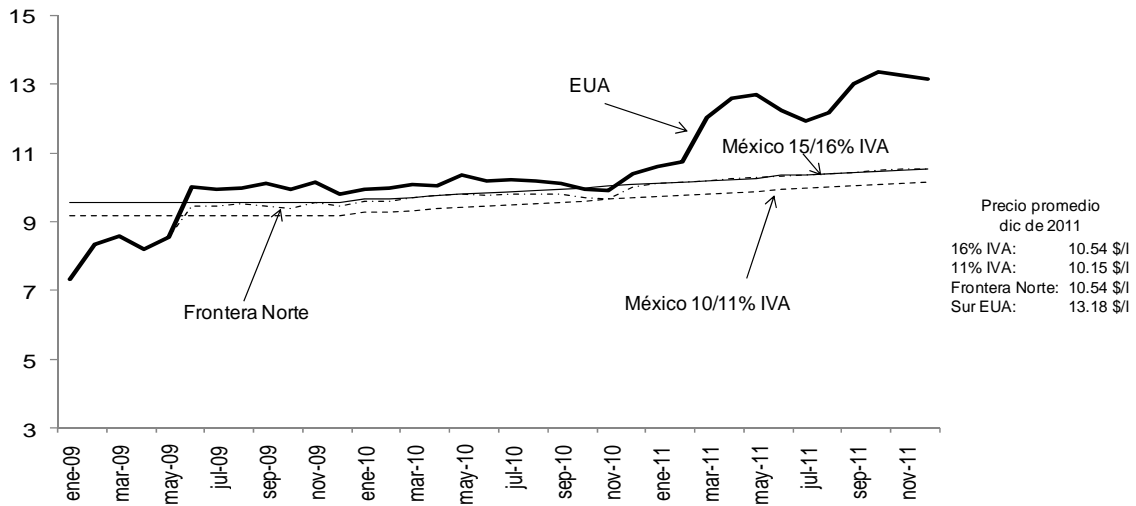
peso por litro para la Pemex Magna y el diesel y de 5 centavos de peso por litro para la Pemex Premium; con la finalidad de reducir el diferencial existente entre los precios de referencia internacional y los precios nacionales.

Durante el período enero-diciembre de 2011, la diferencia promedio del precio de la gasolina Pemex Magna (en la franja fronteriza Norte) con respecto a la Unleaded Regular que se comercializa en el sur de EUA fue negativa en 2.24 pesos por litro y la diferencia promedio del precio de la gasolina Pemex Premium (en la franja fronteriza Norte) con respecto a la Unleaded Premium que se comercializa en el sur de EUA fue negativa en 1.96 pesos por litro. Respecto al precio nacional del diesel en zona de 11 por ciento de IVA se observa un incremento del diferencial entre dicho precio y el vigente en el sur de EUA, resultando en una diferencia negativa de 3.50 pesos por litro.

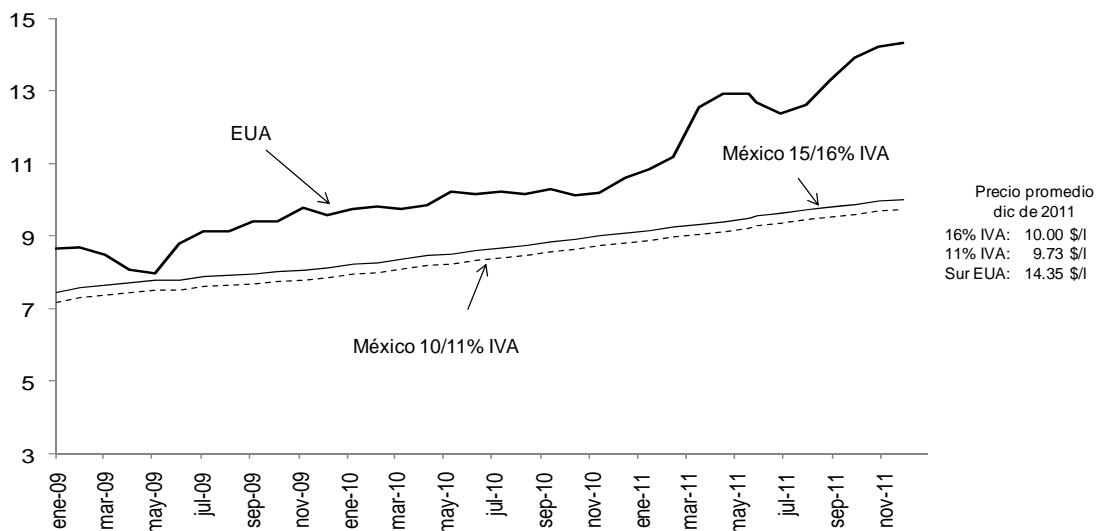
Pemex-Refinación: precios de la gasolina Magna en México y Unleaded Regular en EUA (pesos por litro)



Pemex-Refinación: precios de la gasolina Premium en México y Unleaded Regular en EUA (pesos por litro)



Pemex-Refinación: precios del Diesel automotriz en México y EUA (pesos por litro)



Otros petrolíferos

A diciembre de 2011, el precio de la turbosina resultó 33.6 por ciento superior al registrado en diciembre de 2010.

Al comparar los precios promedio de combustóleo de diciembre de 2011 con los respectivos de diciembre de 2010, conforme al cuadro

que sigue, éstos registraron incrementos de 53.8 por ciento para la CFE y 47.2 por ciento para otros clientes. En términos energéticos, en diciembre de 2011, el precio promedio de combustóleo para otros clientes resultó 439 por ciento superior al precio del gas natural.

Pemex-Refinación: precios al público, 2010 y 2011
(pesos/metro cúbico)

	2010												2011												Variación (10)/(1)	
	Diciembre (1)	Enero (2)	Febrero (3)	Marzo (4)	Abril (5)	Mayo (6)	Junio (7)	Julio (8)	Agosto (9)	Septiembre (10)	Octubre (10)	Noviembre (10)	Diciembre (10)	Absoluta	Porcentual											
Pemex Magna																										
16% IVA	8,760.0	8,840.0	8,920.0	9,000.0	9,080.0	9,160.0	9,240.0	9,320.0	9,400.0	9,480.0	9,560.0	9,640.0	9,730.0	970.0	11.1											
11 % IVA	8,450.0	8,530.0	8,610.0	8,690.0	8,770.0	8,850.0	8,930.0	9,010.0	9,090.0	9,170.0	9,250.0	9,330.0	9,420.0	970.0	11.5											
Frontera norte (promedio)	8,742.7	8,824.0	8,888.0	8,973.3	9,064.0	9,133.3	9,224.0	9,304.0	9,373.3	9,464.00	9,546.7	9,613.3	9,712.0	969.3	11.1											
Pemex Premium																										
16% IVA	10,100.0	10,140.0	10,180.0	10,220.0	10,260.0	10,300.0	10,340.0	10,380.0	10,420.0	10,460.0	10,500.0	10,540.0	10,590.0	490.0	4.9											
11 % IVA	9,710.0	9,750.0	9,790.0	9,830.0	9,870.0	9,910.0	9,950.0	9,990.0	10,030.0	10,070.0	10,110.0	10,150.0	10,200.0	490.0	5.0											
Frontera Norte (promedio)	10,002.0	10,129.0	10,164.0	10,206.7	10,252.0	10,286.7	10,332.0	10,372.0	10,406.7	10,452.0	10,493.3	10,526.7	10,580.0	578.0	5.8											
Pemex Diesel																										
16% IVA	9,120.0	9,200.0	9,280.0	9,360.0	9,440.0	9,520.0	9,600.0	9,680.0	9,760.0	9,840.0	9,920.0	10,000.0	10,090.0	970.0	10.6											
11 % IVA	8,850.0	8,930.0	9,010.0	9,090.0	9,170.0	9,250.0	9,330.0	9,410.0	9,490.0	9,570.0	9,650.0	9,730.0	9,820.0	970.0	11.0											
Turbosina*	9,268.7	9,773.7	10,364.1	11,571.6	11,908.2	11,424.4	11,278.8	11,124.8	11,160.5	11,623.6	12,227.4	12,879.0	12,382.5	3,113.8	33.6											
Combustóleo Pesado*																										
CFE	6,040.5	6,045.3	6,395.6	6,542.3	7,284.9	7,694.7	8,103.2	7,571.9	8,027.5	7,946.7	8,200.84	9,022.06	9,287.84	3,247.3	53.8											
Otros clientes	6,571.6	6,921.7	7,303.8	7,987.0	8,420.0	8,127.7	8,248.6	8,344.4	8,472.8	8,919.4	9,568.6	10,049.4	9,671.2	3,099.7	47.2											

* Precios promedio.

Precios productor

La tendencia a la alza en el nivel de las cotizaciones de la gasolina Unleaded Regular 87 en el mercado spot de la Costa Norteamericana del Golfo de México (referencia para el cálculo de los precios productor de Pemex Magna y Pemex Premium), así como del Fuel Oil número 2, de 0.05 por ciento de azufre (referencia para el cálculo del precio productor del diesel), asociados a un entorno de precios nacionales acotados, arrojó tasas de IEPS negativas para gasolinas y diesel durante 2011.

Cabe mencionar que el precio spot de la gasolina Unleaded Regular 87, utilizado para el cálculo de precio productor de esta gasolina en diciembre de 2011, registró un valor superior en 24 por ciento con respecto al empleado para diciembre de 2010, en tanto que el precio spot del Fuel Oil número 2, de 0.05 por ciento de azufre, presentó un valor superior en 34 por ciento.

Pemex-Refinación: precios productor, 2010 y 2011
(promedio, pesos/metro cúbico)

	2010												2011												Variación (13)/(1)	
	Diciembre (1)	Enero (2)	Febrero (3)	Marzo (4)	Abril (5)	Mayo (6)	Junio (7)	Julio (8)	Agosto (9)	Septiembre (10)	Octubre (11)	Noviembre (12)	Diciembre (13)	Absoluta	Porcentual											
Pemex Magna	7,513	8,185	8,446	8,560	9,576	10,088	9,945	9,287	9,528	9,500	10,016	10,368	10,125	2,611.7	35											
Pemex Premium	8,464	9,072	9,253	9,353	10,476	11,337	10,802	10,282	10,707	10,761	11,377	11,397	11,177	2,713.3	32											
Pemex Diesel	7,880	8,295	8,604	9,222	10,080	10,272	9,649	9,772	9,761	9,871	10,492	10,880	11,437	3,557.9	45											

Por su parte el precio productor de Pemex Magna en diciembre de 2011, resultó 35 por ciento superior al observado en diciembre de 2010, mientras que para el caso del diesel y la gasolina Pemex Premium, el porcentaje fue de 45 y 32 puntos porcentuales, respectivamente.

Comité de Precios

En las sesiones ordinarias del Comité de Precios de Productos Petrolíferos, Gas Natural, Petroquímicos e Interorganismos, realizadas de enero a diciembre de 2011, se presentaron diversas propuestas y notas informativas, de las cuales destacaron:

- Propuesta de modificación del ajuste de calidad y logística en el Precio Productor para gasolina Pemex Magna por suministro de producto con contenido de ultra bajo azufre en las TARs de Barranca del Muerto, 18 de marzo, Añil, San Juan Ixhuatepec y Reynosa.
- Propuesta para la modificación de las tarifas de transporte terrestre en el mecanismo de precio del Propileno Grado Químico.
- Propuesta para la modificación del mecanismo de precio público y precio para ASA del Gasavión 100/130.
- Propuesta para la aplicación de Márgenes Comerciales para clientes distintos a Estaciones de Servicio.
- Propuesta para la modificación del mecanismo de precio de Parafinas.
- Nota informativa sobre el descuento en la fórmula de propileno grado químico para clientes contractuales.
- Nota informativa sobre la evolución del mercado de combustibles automotrices en la frontera Norte y el resto del país.
- Nota informativa sobre el avance en la firma de los nuevos contratos de franquicia de Estaciones de Servicio.

-
- Nota informativa sobre la evolución del otorgamiento de la variable de calidad para las estaciones de servicio que no están en posibilidad de transmitir información de controles volumétricos.
 - Nota informativa sobre la actualización de márgenes comerciales a clientes contractuales diferentes a Estaciones de Servicio y para Estaciones de Servicio de autoconsumo por sus consumos de diesel.
 - Nota informativa sobre el comportamiento del mercado de IFO-180M (Intermedio 15).
 - Nota informativa sobre el impacto de las propuestas presentadas por la entrada de ajustes en calidad de ultra bajo azufre, las cuales no fueron autorizadas.
 - Tipo de Cambio en las ventas de Productos comercializados por Pemex-Refinación.
 - Propuesta de mecanismo de Precio contractual de estabilización del coque de Minatitlán.
 - Propuesta de precisión al mecanismo de precio de contrato en período de estabilización, del coque de la refinería de Minatitlán.
 - Nota informativa sobre el otorgamiento de la variable de calidad para las estaciones de servicio que no están en posibilidad de transmitir información de controles volumétricos y avance en la firma de los nuevos contratos de franquicia.
 - Propuesta de precio de reventa de aceites básicos grupos I y II, con origen de importación.
 - Nota informativa sobre la actualización de márgenes comerciales a clientes contractuales diferentes a Estaciones de Servicio y para Estaciones de Servicio de autoconsumo por sus consumos de diesel.

Ventas internas

En 2011, Pemex-Refinación comercializó productos petrolíferos por 1,501.2 miles de barriles diarios (MBD), volumen superior 1.9% al comercializado en 2010, es decir, mayor en 27.6 MBD. Con respecto al POA 2011, el volumen de ventas en el 2011 fue inferior a la meta establecida en 83.3 MBD, es decir, 5.3% por debajo de la misma; sin embargo, la meta prevista en el programa operativo trimestral (POT) para 2011 prácticamente se cumplió, ya que el volumen de ventas se ubicó 0.3% por debajo de la meta establecida, es decir, 4.0 MBD por debajo de la misma.

El comportamiento del volumen de ventas en 2011 superior al observado en el 2010, es atribuible a una mayor comercialización de la mayoría de los productos petrolíferos, cuyo incremento en 34.0 MBD, logró compensar de sobra la menor comercialización de la Gasolina Pemex Magna en 5.2 MBD, y de los siguientes productos: Intermedio 15, lubricantes básicos, parafinas, citrolinas y gasnafta (en conjunto de 1.2 MBD). El desempeño en el período enero–diciembre de 2011 por debajo 5.3% de la meta establecida en el POA, se desprende de la menor comercialización de prácticamente todos los productos petrolíferos, toda vez que los únicos productos que presentaron volúmenes de venta por arriba de lo establecido en el programa son el Diesel Industrial Bajo Azufre, el Diesel Marino y las Especialidades. En cuanto al POT, la comercialización ligeramente menor en 2011 con respecto a la meta establecida en el programa, responde a un desempeño por debajo de lo esperado de la mayoría de los productos petrolíferos, que no logró ser compensado con la mayor comercialización que la prevista, de casi 32 MBD, del Combustóleo Pesado, la Gasolina Pemex Premium, el Diesel Industrial Bajo Azufre, el Diesel Marino, los Asfaltos y las Especialidades, destacando la contribución del Combustóleo Pesado, cuyo volumen de ventas en 2011 fue superior al previsto en el POT en 24.9 MBD, equivalentes a un volumen 14.3% superior.

Pemex-Refinación: volumen de las ventas internas, enero–diciembre 2010-2011

(miles de barriles diarios)

	2010	2011 <u>a/</u>	POA (V.1.0)	POT <u>b/</u>
Total Petrolíferos	1,473.6	1,501.2	1,584.5	1,505.2
Gasolinas	802.2	799.7	844.7	814.0
Diesel	371.1	383.6	384.2	387.1
Combustóleo	184.9	200.6	202.7	176.5
Otros <u>c/</u>	115.5	117.4	152.9	127.6

a/ Cifras al 20 de enero de 2012.

b/ Para el primer trimestre se utilizó la versión 1.1 del POT, para el segundo la versión 3.1 del POT, para el tercero la versión 6.1 del POT, y para el cuarto la versión 9.1 del POT.

c/ Otros: incluye querosenos, gasóleo doméstico, asfaltos, coque, parafinas, lubricantes básicos y especialidades.

NOTA: La suma de los parciales puede no coincidir con el total por el efecto del redondeo.

Gasolinas

El volumen de ventas de gasolinas en 2011 representó el 53.3% del volumen de ventas total de petrolíferos, ubicándose en 799.7 MBD. Esta cifra resulta ligeramente menor, sólo 0.3%, al volumen de ventas alcanzado en 2010, 5.3% menor a las metas establecidas en el POA 2011, y 1.8% por debajo de lo previsto en el POT.

El decremento observado en el volumen comercializado en 2011 respecto el registrado en 2010, así como el desempeño por debajo de las metas previstas en los programas operativos se debe, principalmente, al clima de inseguridad y violencia que prevalece en el país, lo que a su vez ha provocado una menor afluencia de turismo, así como a las condiciones climatológicas adversas.

Pemex-Refinación: ventas internas de gasolinas, enero-diciembre 2010-2011

(miles de barriles diarios)

	2010	2011 <u>a/</u>	POA (V.1.0)	POT <u>b/</u>
Total Gasolinas	802.2	799.7	844.7	814.0
Pemex Magna	743.7	738.6	779.4	755.6
Pemex Premium	57.9	60.6	64.4	57.6
Otras <u>c/</u>	0.5	0.5	0.8	0.8

a/ Cifras al 20 de enero de 2012.

b/ Para el primer trimestre se utilizó la versión 1.1 del POT, para el segundo la versión 3.1 del POT, para el tercero la versión 6.1 del POT, y para el cuarto la versión 9.1 del POT.

c/ Otros incluye Gasavión 100, Gasnafta y Gasolvente.

NOTA: La suma de los parciales puede no coincidir con el total por el efecto del redondeo.

Diesel

El volumen de ventas de Diesel en el 2011 fue de 383.6 MBD, que contribuyó al 25.6% del volumen total de ventas de petrolíferos. Este desempeño representa un incremento de 3.4% respecto aquél observado en 2010, equivalente a 12.5 MBD, y un comportamiento prácticamente conforme lo contemplado en los programas operativos POA 2011 y POT, al ubicarse ligeramente por debajo de la meta establecida en los mismos: 0.2%, equivalente a 0.7 MBD menos; y 0.9%, equivalente a 3.5 MBD menos, respectivamente.

El volumen comercializado de Diesel para uso automotriz (Pemex Diesel) representó el 86.2% del volumen total de ventas de Diesel en 2011, con 330.6 MBD, cifra 1.7% por arriba del volumen comercializado en el 2010, pero 1.7% inferior a la meta prevista en el POA 2011, y 1.9% menor a aquélla contemplada en el POT.

El incremento en el volumen comercializado de Pemex Diesel y, en general, de Diesel, en 2011 respecto al 2010, responde a la creación de la infraestructura carretera, misma que demandó volúmenes importantes de Diesel, así como al movimiento del autotransporte de pasajeros, por motivos de la inseguridad al viajar en carretera; también se considera que el autotransporte de carga ha sido beneficiado, debido a que sustituyó en gran parte el movimiento de despacho de carga que realizaba la compañía Mexicana de Aviación, lo cual también pudo haber influido en el comportamiento de 2011 respecto aquél observado en 2010. El desempeño por debajo de las metas previstas en los programas operativos POA 2011 y POT, responde a que la programación fue optimista con respecto al crecimiento de la economía.

Pemex-Refinación: ventas internas de diesel enero-diciembre 2010-2011

(miles de barriles diarios)

	2010	2011 ^{a/}	Diferencia Volumétrica	Diferencia Porcentual
Diesel Total	371.1	383.6	12.5	3.4
Pemex Diesel	325.1	330.6	5.6	1.7
Diesel Industrial Bajo Azufre	32.5	36.8	4.3	13.4
Diesel Marino	13.5	16.1	2.6	19.0

^{a/} Cifras al 20 de enero de 2012.

NOTA: La suma de los parciales puede no coincidir con el total por redondeo.

Querosenos

En 2011, el volumen de ventas de turbosina representó prácticamente el total de ventas de querosenos, con 56.1 MBD, comportamiento ligeramente superior al observado en el 2010, ubicándose 0.6% por arriba del mismo, y por debajo de las metas previstas en el POA 2011 y en el POT, en 9.6% y 3.9%, respectivamente.

El volumen comercializado de turbosina en 2011 por arriba ligeramente de aquél observado en el año previo, responde principalmente a la recuperación de México a categoría uno en seguridad aérea. El desempeño por debajo de la meta establecida en el POA 2011 deriva, principalmente, de que las estimaciones de éste tomaron como base, en parte, el supuesto de la reactivación de Mexicana de Aviación; en el caso del POT, la estimación fue ajustada a la baja, con relación a la del POA, ante la imposibilidad de que Mexicana de Aviación tuviera presencia en el mercado, lo que explica que la diferencia del volumen de ventas en 2011 respecto las metas establecidas en el POT, sea menos negativa que aquélla respecto las metas previstas en el POA 2011.

Gasóleo Doméstico

El volumen de ventas de gasóleo doméstico en 2011, por 0.6 MBD, si bien por arriba 9.1% de aquél registrado en 2010, es decir, 0.1 MBD por arriba, se ubicó por debajo de lo previsto en los programas operativos anual y trimestral (POA y POT), en 44.6% y 24.3% respectivamente. El incremento en el volumen de ventas en 2011

respecto el año anterior, deriva de que en 2011 se presentaron condiciones climatológicas más críticas que en 2010, sobre todo en el norte del país, y este producto se utiliza primordialmente en algunos sistemas de calentamiento doméstico. El desempeño en 2011 por debajo de las metas estipuladas en los programas operativos responde a que la programación fue optimista con respecto al crecimiento de la economía.

Combustóleo

El volumen de ventas de combustóleo en el 2011 fue de 200.6 MBD, desempeño 15.7 MBD por arriba respecto al observado en el 2010, es decir, 8.5% superior. En cuanto a los programas operativos, el volumen de ventas de combustóleo en el período de análisis se ubicó ligeramente por debajo de la meta contemplada en el POA 2011, al ser menor que ésta en 1.0%, pero resultó superior a la meta establecida en el POT en 13.6%.

El desempeño en 2011 por arriba del registrado en 2010 fue originado por un aumento en el consumo de energía eléctrica, aunado a la sustitución, por parte de CFE, de la generación hidroeléctrica y con otros combustibles por el uso de combustóleo, derivado del bajo nivel de lluvias y de las altas temperaturas registradas.

El comportamiento ligeramente por debajo de la meta establecida en el POA deriva de que éste consideró volúmenes adicionales al consumo esperado por parte de CFE, con el objetivo de asegurar la disponibilidad del producto para el cliente y, aun cuando la demanda de combustóleo por parte de CFE se incrementó en el último semestre de 2011, para sustituir la generación hidroeléctrica y con otros combustibles, el aumento no fue suficiente para requerir todo el volumen adicional contemplado en el programa operativo. El desempeño por arriba de la meta estipulada en el POT en 2011, deriva de que éste sufrió ajustes a la baja, con relación al POA, para reflejar el comportamiento de la demanda ejercida por la CFE durante el año, y el consumo de combustóleo por parte de CFE se incrementó en el

último semestre de 2011 para sustituir la generación hidroeléctrica y con otros combustibles.

Coque

El volumen de ventas de coque en 2011 se ubicó en 31.0 MBD, cifra 3.5% superior a la comercialización del producto alcanzada en 2010, pero por debajo de las metas previstas en el POA y en el POT de 2011 en 38.8% y 17.0%, respectivamente.

El comportamiento en el 2011 por arriba de aquél observado en 2010 deriva, principalmente, de que en 2010, un accidente en Cadereyta y las condiciones climatológicas adversas por el Huracán Alex en Nuevo León y Tamaulipas, derivaron en problemas operativos en las refinerías de Madero y Cadereyta, situación que se normalizó en 2011. El desempeño en 2011 por debajo de los programas operativos resulta de la baja disponibilidad de producto derivada de problemas operativos en las refinerías de Madero y Cadereyta.

Asfaltos

El volumen comercializado de asfalto en 2011 fue de 24.6 MBD, superior en 4.4% a aquél alcanzado en 2010. Con respecto a los programas operativos, mientras que contra las metas establecidas en el POA 2011 el desempeño en 2011 fue 23.8% inferior, superó lo previsto en el POT en 3.3%.

El volumen de ventas de este producto es reflejo de su disponibilidad en el Sistema Nacional de Refinación. El desempeño en 2011 por debajo de la meta prevista en el POA deriva de problemas operativos en las refinerías, que resultaron a su vez en problemas recurrentes de calidad, oportunidad y entrega del producto por parte de las mismas. El desempeño por arriba de aquél alcanzado en 2010, así como por encima de la meta estipulada en el POT, mismo que se ajustó a la baja respecto el POA para reflejar el comportamiento que se fue observando en el año, deriva de que la SCT otorgó recursos a sus prestadores de servicio que permitieron un ligero repunte en el retiro del producto.

Lubricantes Básicos

El volumen vendido de lubricantes básicos en 2011 ascendió a 3.7 MBD, inferior en 12.1% al volumen comercializado en 2010, así como por debajo de las metas establecidas en el POA y en el POT de 2011 en 35.0% y 37.7%, respectivamente. Este comportamiento resulta de la baja disponibilidad de producto, originada por altos inventarios de combustóleo pesado y problemas operativos en la refinería de Salamanca.

Productos Petroquímicos

En 2011, las cifras al 20 de enero de 2012 indican que Pemex-Refinación comercializó 292.0 mil toneladas de productos petroquímicos, volumen que resultó inferior en 10.2% al registrado en 2010, y por debajo de lo establecido en los programas operativos POA 2011 y POT en 56.2% y 42.1%, respectivamente.

Propileno

El volumen de ventas de propileno (grado refinería y grado químico) en 2011 se ubicó en 288.3 mil toneladas, representando el 98.8% de las ventas totales de petroquímicos comercializados por Pemex-Refinación en el 2011. Este comportamiento resulta 9.6% menor al observado en el 2010, e inferior a la meta establecida en el POA 2011 y en el POT en 56.2% y 41.7%, respectivamente. Lo anterior deriva de la baja disponibilidad de producto originada por problemas operativos en las plantas catalíticas.

Valor de las ventas internas de petrolíferos

Las ventas internas de productos petrolíferos comercializados por Pemex-Refinación durante el período enero–diciembre de 2011, resultaron en ingresos por 621,254.5 millones de pesos, lo que representa, sin considerar la devolución de ingresos por IEPS negativo, la generación de un ingreso adicional con respecto al mismo período de 2010 de 90,285.5 millones de pesos, es decir, un incremento del 17.0%.

Con respecto al POA, los ingresos obtenidos por la comercialización de petrolíferos en el 2011, también sin considerar la devolución de ingresos por IEPS negativo, fueron 3.5% inferiores a la meta estipulada en el mismo, y en relación con el POT, se ubicaron 16.3% por debajo de la meta contemplada en el programa.

Pemex-Refinación: Valor de las ventas internas de petrolíferos, enero-diciembre 2010-2011 ^{a/}
(millones de pesos)

	2010	2011	POA (V.1.0)	POT ^{b/}
Total Petrolíferos	530,969.0	621,254.5	643,694.4	742,611.3
Gasolinas	295,430.7	328,870.2	372,676.6	422,635.8
Diesel	144,009.6	166,241.2	173,109.5	203,357.3
Combustóleo	56,766.7	80,265.5	59,261.0	68,384.7
Otros ^{c/}	34,762.1	45,877.6	38,647.2	48,233.5

^{a/} Cifras al 20 de enero de 2012.

^{b/} Para el primer trimestre se utilizó la versión 1.1 del POT, para el segundo la versión 3.1 del POT, para el tercero la versión 6.1 del POT, y para el cuarto la versión 9.1 del POT.

^{c/} Otros incluyen querosenos, gasóleo doméstico, asfaltos, coque, parafinas, lubricantes básicos y especialidades.

NOTA: La suma de los parciales puede no coincidir con el total por el efecto del redondeo.

Valor de las ventas internas de petroquímicos

Por lo que respecta a la comercialización de productos petroquímicos por parte de Pemex-Refinación, en 2011 se alcanzó un monto de ventas de 4,424.2 millones de pesos, cifra que refleja un incremento de 8.2%, equivalente a 334.5 millones de pesos, al comparar respecto el 2010. Comparando contra el POA 2011, los ingresos obtenidos en el período de estudio resultan 49.3% inferiores a la meta estipulada, y con respecto al POT, se ubican 42.4% por debajo de lo previsto.

6.1.8 Mercado internacional

En el período enero-diciembre de 2011, la balanza comercial de Pemex-Refinación arrojó un saldo negativo de 488.43 miles de barriles diarios (MBD). Este déficit es 15.4% mayor al obtenido en el 2010, lo que equivale a 65.14 MBD. El volumen de las exportaciones netas fue menor a lo previsto en el POA en 30.5% y a lo estipulado en el POT en 24.7%.

Exportaciones

El volumen exportado disminuyó en 17.59 MBD respecto a 2010, y totalizó 107.39 MBD en 2011, con un decremento de 14.1% con respecto a 2010. El volumen exportado fue mayor a lo previsto en el POA en 47.7% y menor a lo estipulado en el POT en 1.9%.

Pemex-Refinación: balanza comercial, enero-diciembre 2010-2011 (miles de barriles diarios)				
	2010	2011 <u>a/</u>	POA	POT <u>b/</u>
Saldo del comercio exterior	-423.29	-488.43	-374.38	-391.70
Exportaciones	124.98	107.39	72.70	109.42
Importaciones	548.27	595.82 <u>c/</u>	447.09	501.12

a/ Cifras con corte al 20 de enero de 2012.

b/ Para los meses de enero a marzo se consideró el POT I (vers 1.1), para abril-junio POT II (vers 3.1), para julio-septiembre POT III (vers 6.1), para octubre-diciembre POT IV (vers 9.1).

c/ No incluye volúmenes de Petroquímicos por 3.36 MT de Butano-Butileno y por 31.26 MT de Propileno.

La disminución en las exportaciones de combustóleo en 21.4 MBD en 2011 respecto a 2010, es la principal causa en la variación de volúmenes, esto derivado de que la Comisión Federal de Electricidad (CFE), incrementó su consumo en sustitución de generación de energía hidroeléctrica.

Importaciones

El volumen de las importaciones fue por 595.82 MBD en 2011. Dicho volumen creció en 47.55 MBD, un 8.7% superior al observado en 2010.

Las importaciones reales fueron mayores 33.3% a las proyectadas en el POA y 18.9% respecto del POT. La diferencia se debe a la disminución de la producción nacional con lo que se había estimado, siendo la causa principal la reprogramación en el mantenimiento de las plantas en el SNR.

El diferimiento de la entrada en operación de las nuevas plantas del proyecto de reconfiguración de la refinería de Minatitlán así como la

baja de procesos de las refinerías de Cadereyta, Tula y Salamanca, también motivaron el incremento en importaciones.

El diesel fue el producto que tuvo mayor impacto ya que se importó una cantidad 257% mayor a la proyectada en el POA, equivalente a 97.7 MBD más.

Valor del comercio exterior

El importe de las exportaciones fue por \$3,533.69 millones de dólares en 2011, 21.3% mayor con respecto al reportado en 2010.

Al comparar con valores estimados, el importe real de las exportaciones en el período fue mayor 98.4% al proyectado en el POA y 0.7% respecto del POT.

Pemex-Refinación: valor de la balanza comercial, enero-diciembre 2010-2011
(millones de dólares)

	2010	2011 ^{a/}	POA	POT ^{b/}
Saldo del comercio exterior	-15,847.27	-23,738.73	-11,193.92	-16,553.81
Exportaciones	2,913.07	3,533.69	1,780.89	3,509.23
Importaciones	18,760.35	27,272.41 ^{c/}	12,974.81	20,063.04

^{a/} Cifras con corte al 20 de enero de 2012.

^{b/} Para los meses de enero a marzo se consideró el POT I (vers 1.1), para abril-junio POT II (vers 3.1), para julio-septiembre POT III (vers 6.1), para octubre-diciembre POT IV (vers 9.1).

^{c/} Incluye el importe pagado por productos Petroquímicos importados.

La importación de productos fue por \$27,272.41 millones de dólares en 2011, mayor en \$8,512.06 millones de dólares al importe de las mismas en 2010, equivalente a 45.4%. Este importe es mayor 110.2% al pronosticado en el POA y 35.9% al previsto en el POT.

6.2 Programa para Mejorar la Eficiencia Operativa (PEO)

Avance en la ejecución de las acciones del PEO

- **1. Reconfiguración de 4 refinerías**

En la refinería de Minatitlán, se tienen los siguientes avances por paquete:

Paquete	Avances físicos a diciembre de 2011
II Aguas Amargas, Servicios Auxiliares y Obras de integración	99.60%
III Planta Combinada, Hidrodesulfuradora de Diesel y Catalítica	100%
IV Plantas HDS de gasóleos, hidrógeno y azufre	98.40%
V Plantas de coquización, hidrodesulfuradora de naftas y regeneradora de aminas	98.20%
VI Plantas de alquilación	99.10%
Obra adicional I (sistemas de desfogues, oleoducto 30" y gasoducto 12" x 17.3 km.)	100%
Avance Total del Proyecto	99.30%
Hidrogenoducto de 10" por 25.4 km.	97.00%

Arranque de plantas por bloque:

Al cierre de diciembre de 2011, todas las Plantas del Proyecto están en operación, con excepción de la Planta de Coque (pendiente de estabilización) y la de Alquilación U-19000. En seguida se describen aspectos relevantes:

Las plantas del primer bloque operan desde 2010: Planta de Hidrógeno, Planta Hidrodesulfuradora de Diesel con 34 MBD de Diesel UBA, Planta de Aguas Amargas (dos trenes operando, restantes disponibles para operar), Planta de Azufre (dos trenes operando, restantes disponibles para operar). Principales Servicios en Operación: Gasoducto de 12" y Oleoducto de 30", Turbogenerador, Unidad Desmineralizadora de Agua, Unidad de Tratamiento Primario de Efluentes, Clarifloculador, Quemadores Elevados QE-02/03/04/05A, Torre de Enfriamiento CT-2000, Calderas CB-6 y CB-7.

Las plantas del segundo bloque entraron en operación durante 2011 prácticamente en su totalidad: La Planta Combinada, concluyó en forma satisfactoria la prueba de desempeño el día 21 de septiembre con 100 MBD; La Planta Catalítica concluyó en forma satisfactoria la prueba de desempeño el día 17 de noviembre, y actualmente opera con una carga de 35 MBD, obteniéndose gasolina dentro de especificación, enviándose al tanque de almacenamiento; La Planta Hidrodesulfuradora de Gasóleos concluyó en forma satisfactoria la prueba de desempeño el 3 de Diciembre del 2011, la cual opera con 50 MBD; la Planta de Alquilación U-18000 el 25 de noviembre concluyó en forma satisfactoria la prueba de desempeño, alcanzándose una producción de 12 MBD. Asimismo, la Planta de Alquilación U-19000 está en preparativos para su puesta en operación.

Del tercer bloque de plantas, la Hidrodesulfuradora de Naftas de Coquización (HDSNC), actualmente está operando con carga mixta de nafta amarga primaria, naftas de HDS diesel y Gasóleos y nafta producto de la Planta de Coquización. El Tren No. 2 de la Planta de Coquización Retardada entró en operación con una alimentación promedio diaria de 22 MBD, encontrándose actualmente en proceso de estabilización. La Planta Regeneradora de Aminas está en operación estable.

Con respecto al Hidrogenoducto se encuentra en operación, de acuerdo a la demanda del Proyecto.

Las acciones que ha tomado Pemex de diciembre de 2009 a la fecha, derivado de las conciliaciones ante la Secretaría de la Función Pública, por los reclamos de las empresas ICA Fluor, Dragados, Minatrico y Ebramex, responsables de los Paquetes 2, 3, 4 y 5, respectivamente, han contribuido a la conclusión del Proyecto. Sin embargo, se continúa con los procesos de conciliación, de reclamos y órdenes de cambio, ante la Secretaría de la Función Pública, por un monto aproximado de 350 MMUSD.

Reconfiguración de la refinería de Salamanca:

El 14 de octubre de 2011 se acreditó el proyecto global en FEL II.

El Instituto Mexicano del Petróleo (IMP) asociado con la empresa ICA Fluor está a cargo de la Administración de Proyecto (PMC) y del desarrollo de la ingeniería básica extendida FEED.

Se cuenta con la ingeniería básica, básica extendida (FEED) así como con el Estimado de Costo Clase II de la Planta Coquizadora de Foster Wheeler.

Se encuentra en desarrollo la ingeniería básica y básica extendida (FEED) del revamp de las plantas combinada AS, primaria AA y vacío AI, para lograr el corte profundo requerido para el proyecto de Conversión de Residuales de la Refinería.

Se firmó un contrato con Comisión Federal de Electricidad (CFE) para la relocalización de líneas de alta tensión que actualmente ocupan el predio donde se construirá el proyecto.

Se firmó un contrato con la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM) para elaboración del dictamen de factibilidad técnica, económica y ambiental requerido por el artículo 49 de Ley de Petróleos Mexicanos.

Para hacer la Evaluación de Integridad Mecánica de H-Oil por la Universidad Autónoma de Nuevo León (UANL) y posterior firma de Convenio, se cuenta con la autorización de la Dirección Corporativa de Operaciones (DCO), con la propuesta técnica de la UANL, se solicitó una nueva Solicitud de Pedido (SOLPE) y se está elaborando el dictamen técnico correspondiente.

Se encuentra en trámite de contratación a la Cía. Axens para la simulación de proceso que determinará la capacidad hidráulica de la unidad H-Oil, actualmente Hidrotratadora de Residuos de Vacío para su conversión a Hidrotratadora de Gasóleos pesados de Coquización.

Se encuentra en trámite de contratación el desarrollo de la ingeniería básica y licencia de una planta generadora de hidrógeno de 100 MMSCFD.

Para el desarrollo de la Ingeniería de detalle, procura y construcción de la obra de integración del PEC-RIAMA y de acuerdo a reuniones con SENER, se contratará a la Cía. Iberdrola para el desarrollo de estos trabajos en la refinería de Salamanca.

Se encuentra en proceso, la contratación de las ingenierías básicas restantes: Remodelación de FCC, Azufre, Hidrodesulfuradora de Gasóleos, reformadora, lubricantes y adecuación de ingeniería de Hidrodesulfuradora de Naftas.

Aprovechamiento de residuales (Salina Cruz):

Para Salina Cruz se cuenta con estudio de factibilidad y esquema de proceso definido mediante simulación rigurosa desde 2006, no se ha asignado presupuesto. No tiene un avance real cuantificado, ya que el proyecto está en espera. Se planea utilizar un esquema de aprovechamiento de residuales similar al de Tula, el cual se iniciaría después del arranque de Salamanca y Tula.

- **2. Implementar mejores prácticas en refinerías**

El diagnóstico de oportunidades al mes de diciembre de 2011 en el sistema técnico del SNR reveló 230 iniciativas con un valor de 1,170 millones de dólares anuales aproximadamente. Este valor económico equivale a una ganancia aproximada de 3.39 dólares por barril y solamente el 9.5% de las iniciativas requieren inversión.

Las oportunidades implementadas a la fecha en las Olas 1 y 2 (Madero, Salina Cruz, Tula y Cadereyta), capturarán un beneficio anual aproximado de 50 millones de dólares y la mayor parte de potencial en proceso de implementación representa alrededor de 900 millones de dólares y no requiere inversiones significativas.

Asimismo, se planteó que además de la problemática técnica, la viabilidad de captura de las oportunidades económicas depende de 5 temas principales, los cuales se han identificado por lo que se describe a continuación:

- A. Confiabilidad. Baja productividad y eficacia en los procesos de mantenimiento de los activos.
- B. Gestión de la producción. Falta de rigor en la ejecución y supervisión del cumplimiento de los programas operativos y se requiere reforzar la planeación integral.
- C. Suministros. Falta de unificación de criterios de compras genera mayores costos y decisiones subóptimas en la adquisición de suministros.
- D. Infraestructura de gestión. Poca visibilidad de resultados y ausencia de infraestructura para su medición y seguimiento.
- E. Factor humano. La gestión del talento tiene deficiencias importantes.

En el tema de factor humano, a partir del diagnóstico realizado en la primera etapa, el programa se ha concentrado en temas de concientización económica y gestión como parte de la primera ola de iniciativas; liderazgo, comunicación y concentración de responsabilidades en la segunda ola y para la tercera ola se realizará la implementación de elementos selectos de gestión de talento mediante el fortalecimiento del programa de capacitación principalmente, esto para lograr los resultados óptimos en la implementación de las iniciativas en el sistema técnico.

- **3. Eliminar cuellos de botella en refinerías (infraestructura)**

Optimización de la reconfiguración en la refinería de Madero

El Proyecto Integral se modificó en su alcance, quedando:

-
1. Optimización de la Planta Coquizadora y Plantas Asociadas. Implica trabajos en cinco plantas.
 2. Rediseño del calentador de vacío, Líneas de Transfer y sistema de Vacío de la Planta Combinada Maya. Implica trabajos exclusivamente en la planta combinada Maya.

En lo que se refiere a la Planta Coquizadora, Pemex-Refinación y la Dirección Corporativa de Operaciones analizan la tecnología del sistema de apertura y cierre de tambores de la coquizadora para decidir el tipo de válvulas a instalar.

Para el rediseño del calentador de vacío, líneas de Transfer y sistema de Vacío de la Planta Combinada Maya, se están efectuando las simulaciones de proceso para determinar las capacidades de proceso de las plantas de la refinería a las nuevas condiciones de la Planta Combinada Maya.

Estos temas deben finiquitarse para poder concluir los entregables de FEL II, iniciar la licitación para abril e iniciar la obra en julio del año en curso.

Construcción de una nueva planta Reformadora en Minatitlán, reemplazo de las Reformadoras BTX y NP-1

Pemex-Refinación, la Dirección Corporativa de Operaciones y la Dirección Corporativa de Finanzas analizan utilizar como maquila la nueva planta reformadora de naftas ubicada en el Complejo Petroquímico Cangrejera y/o construir la nueva planta reformadora de naftas en la refinería de Minatitlán, Veracruz.

Sí la mejor opción para Pemex es continuar con el proceso para la construcción de la Planta Reformadora en Minatitlán, se estima que la acreditación ante el Grupo de Trabajo de Inversiones sería para marzo de 2012, inicio de la licitación en mayo e inicio de obra en agosto de 2012.

Optimización de la operación y recuperación de isobutano e instalación del módulo Merichem en Minatitlán

Se encuentra en ejecución la instalación del módulo Merichem, con un avance actual del 90% y se estima terminar la obra el 30 de mayo de 2012.

Modernización de la 2da y 3ra etapas de la planta Catalítica de Minatitlán

Se envió el paquete técnico de licitación a la Gerencia de Contratos, actualmente se revisa la información con el personal del área de Licitaciones, se estima publicar la convocatoria de licitación para febrero de 2012.

Se estima que el inicio del contrato sea en mayo de 2012 con un período de ejecución estimado de 32 meses.

• 4. Definición de proyectos de ampliación de capacidad

El 14 de abril de 2009 el Director General de Petróleos Mexicanos, anunció la construcción de la nueva refinería en México.

Del análisis correspondiente se concluyó que la localización geográfica de las nuevas instalaciones sería la región del altiplano mexicano. Los resultados técnico-económicos de la evaluación orientaron la decisión de construcción hacia la localidad de Tula, Hidalgo, en primera instancia y como segunda alternativa la región de Salamanca, Guanajuato.

Derivado de lo anterior y con el objetivo de garantizar los derechos de propiedad en la tenencia de las aproximadamente 700 has., que el proyecto requiere, Petróleos Mexicanos estipuló un período de 100 días naturales, contados a partir de la fecha del anuncio para recibir en donación el terreno antes mencionado.

Ante la disposición y garantía sobre la posesión de los terrenos por parte del Estado de Hidalgo, el 12 de agosto de 2009, Pemex informó

la construcción de la nueva refinería en Tula, Hidalgo y la reconfiguración de la refinería de Salamanca.

El 10 de diciembre de 2009, se acreditó la etapa FEL I (Front End Loading), del proyecto de la nueva refinería, en virtud de la revisión y visto bueno otorgado por las instancias de validación del Documento de Soporte de la Decisión (DSD) y entregables correspondientes.

Avances de 2010:

Se concluyó el desarrollo de la Ingeniería Conceptual correspondiente a la etapa FEL-II de definición de alcances, la cual incluyó entre otros: los estudios morfológicos, los términos de referencia para las unidades de proceso, la selección de opciones tecnológicas, el plano general de localización de unidades de proceso, tratamientos y servicios, torres de enfriamiento y casas de bombas, el esquema integral de procesos, la definición del número y capacidad de tanques de almacenamiento de cargas, productos intermedios y finales y su ubicación, los diagramas de interconexión entre plantas de proceso con ruteo y pre diseño y los diagramas de interconexiones con la refinería “Miguel Hidalgo” de Tula, el estimado de inversión clase IV, los balances de servicios principales y se definieron los sistemas integrales para optimizar el uso del agua considerando el máximo reuso de agua recuperada tratada, sistemas de desfuegos y efluentes, sistemas eléctricos, sistemas de seguridad y contra incendio, redes de drenajes, etc. También incluyó la definición de accesos carreteros y ferroviarios, edificios e infraestructura complementaria.

Asimismo, se definieron los requerimientos de Infraestructura Externa.- (CENDI, Sindicato, IMP, Zona Habitacional, avenida principal, vialidades secundarias, áreas verdes, estacionamientos, franja de seguridad, etc.).

Con relación a la infraestructura externa de ductos, se definió:

La construcción y el trazo del Oleoducto de 36” D.N. Nuevo Teapa–Tamarindos-Jalapa-Tula de 642 Km y se desarrolló la ingeniería conceptual, incluyendo el estimado de inversión clase IV.

El suministro de gas se realizará por medio de un ramal de 14" D.N. del gasoducto de 36" Cactus-Guadalajara tramo Tlapanaloya-Atitalaquia con una longitud de 22.8 Km, se definió su trazo hacia la nueva refinería desarrollándose la ingeniería conceptual y su estimado de costo clase IV.

Se desarrolló la propuesta de un poliducto de 18" desde la nueva refinería a la región sur-oriente del Valle de México, incluyendo el trazo preliminar en tanto se define la ubicación de una nueva TAR al sur-oriente del Valle de México, se elaboró también el estimado de inversión clase IV para este poliducto.

El 10 de agosto de 2010 Pemex-Refinación recibió por parte del Gobierno del Estado de Hidalgo en una sola escritura la propiedad en donación simple las 700 hectáreas de terreno, quedando pendiente la relocalización de canales de riego y terrenos para interconexión de refinerías.

El 14 de diciembre de 2010 se publicó la convocatoria para la construcción de la barda perimetral de la nueva refinería en Tula. Este proceso se publicó al amparo de la Nueva Ley de Petróleos Mexicanos. El proceso consideró la asignación del contrato en dos etapas; una primera consideró un proceso de precalificación de las empresas interesadas y en la segunda etapa, las empresas que cumplían en el proceso de precalificación, presentaron ofertas técnico económicas.

Derivado de la presencia de vestigios arqueológicos en el interior del predio, el Instituto Nacional de Antropología e Historia (INAH) definió originalmente que no es posible construir en un área de aproximadamente 50 has. Se firmó contrato con el INAH con fecha de inicio 3 de septiembre de 2010 para la realización del estudio de prospección arqueológica.

Avances enero-diciembre de 2011:

Derivado de la publicación de la convocatoria para el proceso de licitación de la barda perimetral, el 7 de enero de 2011 se recibieron

propuestas de 30 empresas interesadas en participar en el proceso de precalificación, el 1º de marzo se formalizó el contrato con la empresa Martínez Aguilar Construcciones, S. A. de C. V. El contrato inició el pasado 7 de marzo.

Se cuenta con el informe final de los estudios de prospección arqueológica por parte del INAH. Dicho instituto ha señalado la necesidad de efectuar un rescate y salvamento arqueológico en un área de 109 hectáreas adicionales a las ya reservadas.

El pasado 7 de octubre se formalizó con el INAH el contrato RPSA04611 “Salvamento Arqueológico, Segunda Temporada, Excavaciones en Chingú”, mediante el cual el INAH liberará las 109 hectáreas pendientes de liberación.

El 14 de noviembre el GTI aprobó la etapa FEL II del proyecto.

El 22 de noviembre con la acreditación de la etapa FEL II y las autorizaciones del CAAOS de Pemex-Refinación, el Consejo de Administración de Pemex-Refinación, el CAAOS de Petróleos Mexicanos y el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos, se publicó la convocatoria para la licitación Pública Internacional abierta para la contratación de los “Servicios de Ingeniería y administración del proyecto en la etapa FEL III de la nueva refinería en Tula, Hidalgo” (PMC-FEED). El 15 de diciembre inició el proceso de precalificación de las empresas interesadas en participar en la licitación. El 22 de diciembre de 2011 se emitieron los resultados de la precalificación del proceso licitatorio.

Se continúa con el proceso para la contratación del primer paquete de tecnologías.

Se ha iniciado el primer paquete de estudios complementarios en el predio para el desvío de canales, reubicación de basureros, evaluación de la capacidad del acuífero para el suministro de agua para la nueva refinería y los estudios geomorfológicos, y se continúa con los procesos para la contratación de los estudios para el desvío de las líneas de alta tensión.

Se concluyó el estudio de impacto Ambiental para el Acondicionamiento del sitio.

Se dio inicio al proceso para la contratación del INAH para los trabajos de “Prospección arqueológica con sondeos en los derechos de vía (DDV) donde se alojarán los ductos para el transporte de hidrocarburos desde Nuevo Teapa, Veracruz hasta la nueva refinería en Tula Hidalgo, así como Interefinerías en Tula Hidalgo”, a fin de que el INAH libere el trazo de los ductos.

Se han iniciado las gestiones para la contratación del Instituto Mexicano del Petróleo (IMP) para la “Consolidación de la ingeniería conceptual, desarrollo de la ingeniería básica, ingeniería de detalles y paquete IPC, para la construcción de ductos de suministro y distribución para la nueva refinería en Tula”.

Se están realizando los trabajos de ingeniería legal con personal de Pemex-Refinación, para la legalización de los derechos de vía y la obtención de los permisos de paso necesarios para los trabajos de ingeniería que se le encomendarán al IMP.

Avance global del proyecto: 5%.

- **5. Uso eficiente de energía**

Para reducir el Índice de Intensidad de Energía (IIE) en el Sistema Nacional de Refinación, las refinerías realizan una serie de actividades o proyectos como son:

- Mejores prácticas operativas y actividades rutinarias que optimizan el consumo energético.
- La implementación del “Protocolo de Eficiencia Energética en las Instalaciones de la Administración Pública Federal”.
- La creación de Proyectos Integrales de Eficiencia Energética.

Sin embargo, es importante señalar que uno de los múltiples factores que intervienen directamente en el incremento del IIE es la baja

utilización de las plantas de proceso y servicios principales, influenciadas, entre otros aspectos, por los paros no programados. En 2011 los paros no programados que más impactaron al SNR, se debieron principalmente a las refinerías de Minatitlán, Tula y Madero.

Para reducir la brecha en el IIE, se ha establecido en cuatro centros de trabajo (Minatitlán, Salamanca, Salina Cruz y Tula), un proyecto integral para el uso eficiente de la energía a mediano y largo plazos; Por otra parte, en Madero ya se cuenta con proyectos autorizados de alto impacto para la disminución del IIE a ejecutarse en los próximos años, y en la refinería de Cadereyta se realizan trámites para el registro de un proyecto integral de eficiencia energética. Además, para el período 2011-2016 se cuenta con una cartera de proyectos encaminados a reducir la brecha de este indicador con respecto a la Costa Norteamericana del Golfo de México (CNGM), y acorde con el Plan de Negocios de Pemex, lo anterior deberá estar soportado con la gestión y otorgamiento en tiempo y forma de los recursos presupuestales.

- **6. Generación eficiente de energía eléctrica**

Se establecieron las bases técnicas para el primer proyecto de cogeneración entre la Comisión Federal de Electricidad (CFE) y Pemex-Refinación. El alcance del proyecto considera el desarrollo de una central eléctrica y la compra de vapor por parte de la refinería de Salamanca. Este proyecto incrementará la eficiencia del ciclo completo, central de generación y refinería, a niveles de entre 80 y 90%.

Avances del Proyecto Externo de Cogeneración (PEC), en 2010:

Se realizaron reuniones técnicas entre Comisión Federal de Electricidad (CFE) y Pemex, así como visitas de campo a Salamanca; en las cuales se analizaron los siguientes temas y que están plasmados en el "Compendio de Acuerdos entre CFE y Pemex para el PEC":

- Se determinó la ubicación del PEC (técnica y económica).

-
- Se determinó la especificación técnica del agua a suministrar por Pemex a CFE.
 - Se determinó la especificación técnica del gas natural a suministrar por Pemex a CFE.
 - Análisis y determinación de metodologías para el cálculo de las tarifas del vapor para la venta de CFE a Pemex.
 - A partir del análisis de la metodología de caldera equivalente por parte de Pemex y la metodología de costo nivelado de generación por CFE, se propuso utilizar por ambas instituciones la metodología por Exergía para determinar las tarifas del vapor de alta y media presión que regirán el contrato de prestación de servicios respectivo.
 - CFE adjudicó el contrato de Obra Pública Financiada a Precio Alzado “Proyecto CCC Cogeneración Salamanca Fase 1” a la Cia. Iberdrola Ingeniería y Construcción, S.A. de C.V.; el período de los trabajos estimado es del 24 de diciembre de 2010 al 30 de abril de 2013, teniendo un plazo de ejecución de 858 días. La capacidad neta garantizada es de 430.2 MW, un flujo de vapor de alta presión de 579 t/h y 83 t/h de vapor de media presión.

Avances del proyecto en 2011:

- El 26 de febrero de 2011 CFE inició actividades del contrato PIF-036/2010 en campo.
- Se encuentra en etapa de reuniones entre Pemex y CFE, para definir el intercambio de predios, ya que las líneas de transmisión de CFE no permitían el inicio de la fase de construcción del PEC.
- Se definen trayectorias definitivas de las líneas de interconexión, así como las características de los parámetros del vapor de alta y de media.

Otras oportunidades de cogeneración contempladas, que mejorarán el IIE son:

-
- Cogeneración CFE-Pemex-Refinación en Nueva Refinería Bicentenario en Tula; se encuentra en etapa de planteamiento de esquemas de cogeneración entre ambas instituciones y esquemas de suministro.
 - Cogeneración Madero.- Se tiene contemplado un Turbogenerador a gas con Recuperador de calor. Se concluyeron las fases de evaluación y justificación del proyecto, elaboración de bases de usuario y de licitación.
 - Cogeneración Cadereyta.- Se tiene contemplado un Turbogenerador a gas con Recuperador de calor.
 - Cogeneración reconfiguración Minatitlán; se realizó justificación de caldera. Se encuentra en proceso de elaboración de paquete de licitación.

- **7. Ampliar la capacidad del poliducto Tuxpan-México**

El Proyecto fue concebido con el objetivo de garantizar el suministro de combustibles al Valle de México, al mínimo costo y con operaciones seguras; a través del incremento del transporte de 70 a 140 MBD, de Tuxpan a Azcapotzalco.

Este proyecto integral fue actualizado con la integración de una unidad de inversión adicional; quedando conformado con los alcances que se describen a continuación:

- Estudio de pre-inversión para desarrollar y seleccionar opciones, así como definir alcances y planes de ejecución del proyecto.
- Almacenamiento: Ampliación de la capacidad de Almacenamiento de la Terminal Marítima de Tuxpan, a través de la ingeniería, procura y construcción de 5 (cinco) tanques de 100 MB cada uno.
- Transporte: Ampliación de la capacidad del sistema actual a través de:

-
- Construcción del Poliducto 18” D.N. x 103 Km. Cima de Togo-Venta de Carpio.
 - Ingeniería, procura y construcción de la Estación de Bombeo Beristaín.
 - Interconexión de 4 km para Descarga en la Estación de Rebombeo Beristaín.
 - Instalación de 2 paquetes de turbina de gas marca solar modelo centauro 40 en poliducto de 18” D.N. en la Estación de Rebombeo Beristaín, Puebla.
 - Actualización de las Estaciones de Bombeo: Ceiba, Zoquital y Catalina.
 - Interconexiones de la línea de 18” D.N. en la Terminal de Regulación y Medición Venta de Carpio y en la Terminal de Almacenamiento y Reparto Azcapotzalco.
 - Modernización de equipos de bombeo en Tuxpan, Poliducto 24”-18”-14” Tuxpan–Poza Rica–México (autorizada en septiembre de 2011).

Para la construcción del Poliducto de 18” D.N., se cuenta con el 100% de la tubería entregada en los patios de almacenamiento destinados para tal fin; asimismo, se cuenta con los permisos de paso y están en proceso de pago los Contratos de Ocupación Superficial de los libramientos y los daños a Bienes Distintos a la Tierra en los derechos de vía existentes.

Se licitó y adjudicó el contrato para la Ingeniería, Procura y Construcción del Poliducto 18” D.N. x 103 Km Cima de Togo-Venta de Carpio, cuya ejecución dio inicio el 22 de junio de 2009, con fecha de terminación original a enero del 2011.

En noviembre de 2010 se realizó la puesta en operación de la primera fase que comprende de la estación de Rebombeo Cima de Togo a la válvula de seccionamiento de Tecocomulco, con una longitud de

21.850 Km, habiéndose incrementado la capacidad de transporte en 10 MBD.

Derivado de los retrasos de la contratista, se han formalizado convenios de ampliación al plazo, la fecha de terminación vigente es el 15 de marzo de 2012. El avance general del poliducto al cierre de diciembre de 2011 es de 87.4%.

De la construcción de la estación de Rebombéo Beristaín, cuya ejecución dio inicio el 7 de junio de 2010 y fecha de terminación al 6 de junio de 2011; derivado de los atrasos en la ejecución de esta obra, se formalizaron convenios de ampliación al plazo, por lo que la fecha de terminación actualizada fue 31 de diciembre de 2011. Se llevó a cabo la inauguración de la Estación de Rebombéo Beristain con fecha 22 de diciembre de 2011. Al cierre de diciembre se tiene un avance general de 99.4%.

Al alcance de esta obra se integró la interconexión de la descarga de dicha estación con la línea regular de 18" D.N., trabajos que iniciaron el 26 de marzo de 2011, con fecha de terminación 9 de julio de 2011.

Respecto a la Instalación, comisionamiento, pruebas y puesta en operación de 2 paquetes de turbinas de gas en la Estación de Rebombéo Beristaín, se inició el trabajo el 16 de junio de 2011 con fecha de terminación el 14 de septiembre de 2011. Se concluyen trabajos al 100%.

De la actualización de las estaciones de Rebombéo Ceiba, Zoquital y Catalina, quedaron concluidos los dos paquetes, los sistemas de cero cortes y calidad de energía ininterrumpible, la instrumentación y sistema de monitoreo y control automático.

De la construcción de almacenamiento en la Terminal Marítima de Tuxpan, a cargo del consorcio (Tradeco Infraestructura/Tradeco Industrial/ITECSA / Grupo OLRAM, III S.A de C.V.); las obras iniciaron el 5 de octubre de 2009 y su conclusión estaba originalmente programada para diciembre del 2010; sin embargo, conflictos sindicales en contra de dicha compañía, condiciones climatológicas

adversas y excesiva rotación de mandos medios de la contratista, han generado retrasos en la ejecución. Se inició procedimiento para el nuevo convenio anexo D-3, mismo que se encuentra en trámite de autorización, el cual considera una fecha de terminación a septiembre de 2012. Al cierre de diciembre se tiene un avance general de 36.2%.

En septiembre se autorizó la inclusión de una nueva Unidad de Inversión denominada: “Unidad de Modernización de Equipos de Bombeo en Tuxpan Poliducto 24”-18”-14” Tuxpan–Poza Rica–México”, cuyo alcance comprende el incremento de la confiabilidad eléctrica para la alimentación de las bombas del poliducto con la construcción del cuarto de control de motores e instalación de un motogenerador en la Terminal Marítima Tuxpan; así como el suministro e instalación de 4 motobombas centrífugas, en la casa de bombas de esa terminal. El inicio de la contratación se programa para enero de 2012.

El avance global del proyecto a diciembre de 2011 es 78.6%, cifra actualizada conforme a la inclusión de nuevos alcances.

- **8. Reparto local**

Proyecto concluido en 2010.

- **9. Modernizar el transporte marítimo**

A efecto de concretar lo ordenado por el Consejo de Administración de Pemex-Refinación, al cierre de 2009 quedaron registrados ante la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) dos proyectos integrales, uno para el arrendamiento financiero del quinto buque de la primera etapa y otro para la adquisición mediante este mismo esquema de 5 buques adicionales.

Respecto al quinto buque, en el marco de la investigación de mercado, la empresa PMI Norteamérica S.A. de C.V., presentó una propuesta con el B/T OCEAN CYGNET bajo un esquema de arrendamiento financiero con opción a compra por un plazo de 10 años, a una tasa de interés anual fija de 5.42%.

En mayo de 2011 se formalizó el contrato entre PMI y Pemex-Refinación y se recibió el buque en el puerto de Coatzacoalcos, Veracruz. Éste fue abanderado con el nombre de “Centenario”, partiendo en su primer viaje con bandera mexicana el 16 de mayo.

Respecto a los 5 buquestanque adicionales, el 25 de mayo del 2011 se inició el segundo sondeo de mercado; el 24 de junio se recibieron 31 indicativos de precio de buquestanque, para un total de 28 B/T (dos empresas indicaron simultáneamente tres buquestanque).

Se retiraron 6 indicativos de precio de 3 B/T que no cumplían técnicamente, quedando vigentes 21 indicativos de precio de igual número de B/T.

Se llevaron a cabo inspecciones tipo pre-compra a los B/T indicados y se solicitaron valuaciones de precio a un panel de 5 empresas especializadas, a efecto de obtener la referencia promedio de mercado para iniciar las negociaciones de términos y precio.

Durante agosto y septiembre de 2011 se llevaron a cabo inspecciones tipo pre-compra, se solicitaron valuaciones de precio de cada uno de los B/T indicados y se realizaron las negociaciones de precio y términos de contratación, así como el cálculo del Costo por Barril Transportado (CBT) y del Costo Anual Equivalente (CAE).

De acuerdo con el resultado de la evaluación, los B/T ALPINE EMMA, ALPINE HALLIE, OCEAN CHARIOT, OCEAN CREST y OCEAN CURRENT propuestos por la empresa PMI Norteamérica, S.A. de C.V., resultaron los más convenientes para Pemex-Refinación.

El 13 de octubre de 2011 se abrió la sesión ordinaria No. 5 del Comité de Adquisiciones, Arrendamientos, Obras y Servicios (CAAOS) de Pemex-Refinación, en donde se solicitó la opinión del Sub Comité de Adquisiciones, Arrendamientos, Obras y Servicios (Sub-CAAOS) de Pemex-Refinación.

El 19 de octubre de 2011 se llevó a cabo la sesión ordinaria No. 10 del Sub-CAAOS en donde se puso a consideración el caso para la

adquisición de 5 B/T, obteniéndose la opinión favorable de dicho Sub-Comité.

El 20 de octubre de 2011 se dio continuidad a la sesión ordinaria No. 5 del CAAOS, presentándose la opinión favorable del Sub-CAAOS, en donde el caso de excepción a la Licitación Pública para la contratación para los 5 B/T fue dictaminado procedente por unanimidad.

El proceso de entrega-recepción de los 5 BT se encuentra en su última etapa, y se ha venido desarrollando conforme lo siguiente:

Ignacio Allende (antes Alpine Hallie)

- Construido en Corea del Sur en 2009.
- Sus dimensiones: 37 mil 795 toneladas de peso muerto, 184.32 metros de eslora y 27.4 metros de manga y una capacidad de carga de 250 mil barriles.
- Recibido por Pemex en Aguas Internacionales el 28 de diciembre de 2011.
- Inicia operaciones el 4 de enero de 2012, con la carga de combustibles para su traslado de la Terminal Marítima Madero al Puerto de Veracruz.

Vicente Guerrero II (antes Ocean Chariot)

- Construido en Corea del Sur en 2009.
- Sus dimensiones: 46,925 toneladas de peso muerto, 183.21 metros de eslora y 32.2 metros de manga y una capacidad de carga de 320 mil barriles.
- Recibido por Pemex en Algeciras, España, el 20 de diciembre de 2011.
- Inició operaciones el 27 de enero de 2012 en la Terminal Marítima Madero.

Miguel Hidalgo II (antes Ocean Crest);

- Construido en Corea del Sur en 2009.
- Sus dimensiones: 46,925 toneladas de peso muerto, 183.21 metros de eslora y 32.2 metros de manga y una capacidad de carga de 320 mil barriles.
- Recibido por Pemex en Colón, Panamá; el 28 de diciembre de 2011.
- Arribó a la Terminal Marítima de Pajaritos el 4 de enero e inició operaciones el 13 de enero de 2012.

Mariano Abasolo (antes Alpine Emma);

- Construido en Corea del Sur en 2009.
- Sus dimensiones: 37 mil 795 toneladas de peso muerto, 184.32 metros de eslora y 27.4 metros de manga y una capacidad de carga de 250 mil barriles.
- Recibido por Pemex en Barcelona, España, el 30 de diciembre de 2011.
- Arribó a la Terminal Marítima de Pajaritos el 22 de enero e inició operaciones el 2 de febrero de 2012.

José María Morelos II (antes Ocean Current);

- Construido en Corea del Sur en 2009.
- Sus dimensiones: aproximadamente 46,925 mil toneladas de peso muerto, 183.21 metros de eslora y 32.2 metros de manga y una capacidad de carga de 320 mil barriles.
- Se recibió en Ensenada, Baja California el 27 de enero de 2012 para posterior operación en el litoral Pacífico.

Cabe mencionar que en este procedimiento de contratación se contó con la participación del testigo social Lic. David Shields Campbells, designado por la Secretaria de la Función Pública para el proceso de adquisición de B/T.

- **10. Almacenamiento de productos**

Se firmó el contrato del IPC y el 4 de octubre de 2011 iniciaron los trabajos y la preparación del terreno para la construcción de la nueva TAR de Tapachula con capacidad de 65 MB. La obra estará concluida en octubre de 2013.

En revisión interna los cambios de registro, monto y alcance de los proyectos: TAR Reynosa (165 MB) y TAR Región Centro (230 MB) para que incluya la adquisición de los terrenos.

Se encuentran en proceso de justificación económica y registro en SHCP, el estudio para nuevos tanques de almacenamiento. La reasignación de tanques no incrementó capacidad, solamente fueron de producto a Agua contra incendio, para cumplir nueva normatividad mientras se construye el segundo tanque de agua.

- **11. Almacenamiento de petróleo crudo**

Se continúan los trabajos de rehabilitación a fin de alcanzar la autonomía óptima que requiere el SNR: en la refinería de Minatitlán el TV-101 lleva un avance de 32%, el TV-103 un 42%, el TV-104 un avance de 85% y el TV-110 inició su rehabilitación y lleva un avance de 3.5%; en Salina Cruz el tanque TV-503 (terminó la limpieza y se encuentra en trámite de recursos presupuestales para la obra mecánica); en la refinería de Tula se inició la rehabilitación del tanque TV-69 el 29 de marzo de 2010 con avance a la fecha de 68%, así mismo se concluyó la fase mecánica del tanque TV-92 encontrándose en pruebas de flotación. Asimismo, en Salina Cruz el tanque TV-505 fue entregado a operación.

- **12. Almacenamiento de destilados en la Riviera Maya**

Continúa en revisión el análisis económico realizado para las alternativas de ubicación de la nueva TAR Caribe, considerando esquemas desde capital propio (100%) hasta deuda en la terminal y arrendamiento en otras infraestructuras para el suministro.

En revisión el documento de justificación con la nueva evaluación económica para su presentación a la SHCP y para solicitar un cambio de registro, de Estudio de Pre-inversión a Infraestructura, el cual permitirá estar en posibilidad de adquirir el terreno, en caso necesario, o los derechos de vía de los poliductos.

- **13. Mantenimiento de refinerías**

Proyecto Pemex-Confiable en las 6 refinerías del Sistema Nacional de Refinación (SNR)

Durante 2011 se continuó con el proceso de implantación del Modelo de Pemex-Confiable:

- Se ratificaron los responsables y coordinadores de la implantación en cada Centro de Trabajo.
- Se continúa con la ejecución y seguimiento de los programas de acción 2011/2013, para los casos de negocio, haciendo una revisión mensual de sus resultados.
- Ejecución y seguimiento de los programas de acción 2011/2013, para la implantación de las 14 Mejores Prácticas, haciendo una revisión mensual de sus resultados.
- Se continúa con el cálculo de los 22 indicadores del Tablero de Confiable Operacional, así como con el análisis de los resultados preliminares de dichos indicadores.
- Se llevó a cabo la aplicación de Guías para hacer la autoevaluación de las 14 Mejores Prácticas del Modelo de Pemex-Confiable y con ello hacer la programación de acciones 2012-2014.

Con el propósito de mejorar los resultados obtenidos de la gestión del mantenimiento, se ha realizado lo siguiente:

- En coordinación con la Subdirección de Coordinación de Mantenimiento de la Dirección Corporativa de Operaciones, se implementa en las 6 Refinerías un “Plan Acelerado de Pemex-Confiabilidad”, aplicando las experiencias del proceso similar que se llevó a cabo en la refinería de Salina Cruz en 2010, impulsando las siguientes acciones: Mejores diagnósticos físicos-operacionales; Aplicación del proceso de eliminación de defectos; Implementación de Ventanas operativas; Mejorar la planeación y programación; Implementar planes de mantenimiento integrales, fortaleciendo el mantenimiento predictivo.
- Se realizaron visitas de personal de la Subdirección de Producción a los centros de trabajo, con la finalidad de obtener los diagnósticos físicos-operacionales de las instalaciones, los cuales contribuirán a mejorar la planeación y ejecución de las rehabilitaciones y mantenimientos preventivos.

Avances del proceso de implantación del Modelo de Pemex-Confiabilidad en el SNR, en la ejecución de los programas para las 14 Mejores Prácticas, Casos de Negocio, Rendición de Cuentas y Autoevaluaciones, correspondientes al período enero-diciembre 2011:

	Cadereyta	Madero	Minatitlán	Salamanca	Salina Cruz	Tula	SNR
Prog, %	100	100	100	100	100	100	100
Real %	49	57	46	74	76	43	59

Rehabilitación de Plantas en las 6 Refinerías del SNR

Para 2011 se programaron 39 plantas de proceso, cuyos resultados se muestra en el siguiente cuadro:

Refinería	Fecha	Total	Realizadas	Diferidas	Plantas
Cadereyta	11-MAY AL 09-JUN	4	4	0	Rehabilitadas: Primaria No.1 y FCC-1, U-400-2 y U-500-2
Madero	21 AGO AL 20-SEP	6	5	1	Rehabilitadas: U-300, AZ-4, FCC-II, U-502 y AZ-1 Diferidas: U-500
Minatitlán	22 OCT AL 21-NOV	6	6	0	Rehabilitadas : AZ-1, FCC-1, HDK, Primaria #5, TAV-2 y U-600-
Salamanca	14 SEP AL 13-OCT	7	7	0	Rehabilitadas: LD, Alquilación-1, FCC-1, Primaria #5 (AA), PC-3 (AI), MTBE y MEROX.
Salina Cruz	20 JUN AL 29-JUL	5	5	0	Rehabilitadas: Alquilación, AZ-3 T-1 AZ-3 T-2, AZ-1, Reductora de Viscosidad
Tula	21 AGO AL 10-SEP	11	7	4	Rehabilitadas: AZ-3 TA, AZ-3 TB, Estabilizadora #1, AZ-5 T3, Reductora de Viscosidad, U-800-1 e Isomera de Butanos (I-4) Diferidas: U-700-2, U-800-2, MTBE y TAME
Total		39	34	5	Cumplimiento = 87 %

• 14. Mantenimiento de ductos y terminales marítimas

A diciembre de 2011, se inspeccionaron interiormente 1,075 km de ductos de los 3,612 km programados y se atendieron 574 indicaciones reparadas por administración directa de 825 programadas, principalmente en los sectores de ductos: Poza Rica, Veracruz, Madero, Monterrey, Torreón y Topolobampo.

Adicionalmente, se destacan las actividades de rehabilitación de los Oleoductos de 24" y 30" D.N., Nuevo Teapa-Venta de Carpio, en donde se han caracterizado y rehabilitado 147 indicaciones con envolventes pre-esforzadas, lo que da un total de 254 rehabilitaciones. En el Oleoducto 30" Nuevo Teapa-Salina Cruz, se caracterizaron y rehabilitaron las 140 indicaciones detectadas.

Con respecto al modelo de integridad basado en riesgo y confiabilidad operativa del Sistema de Ductos Marinos y Playeros, donde se tiene como objetivo la implementación de un plan de administración de integridad por cada sistema de ductos y terminales; se continúa con la recopilación de información para el manejo de la base de datos, la segmentación dinámica de ductos y zonas de alta consecuencia, asimismo las evaluaciones indirectas y directas en ductos que no son

sujetos a inspección y se está concluyendo también la plataforma para la configuración de los algoritmos de riesgo (EPRA) para ductos marinos, playeros y rack's. Se continúa con los planes de capacitación, concluyendo en diciembre con el grupo de protección catódica nivel II.

Se concluyó la construcción de 14 Centros de Administración de Integridad en terminales y residencias marítimas de dicho sistema; adicionalmente se realizó la modificación a la trayectoria de 4 ductos playeros de Acapulco, Guerrero; que atraviesan la casa presidencial, actualmente se encuentran integradas y empacadas las nuevas líneas.

Del proyecto para la “Evaluación de Integridad Basada en Riesgo y Confiabilidad Operativa del Sistema Golfo; Corredor Nuevo Teapa-Madero-Cadereyta”, con un plazo de ejecución de 910 días naturales, se concluyeron las inspecciones de los tramos 24” Nuevo Teapa-Mazumiapan, 24” Madero-González y 24” Carrizos-Linares de los cuales resultaron con indicaciones de integridad inmediata 2 para el primero, 73 para el segundo y 13 para el tercero; las 73 indicaciones del tramo 24” Madero-González quedaron atendidas al 100% el día 10 de diciembre, el resto de las indicaciones para los otros 2 tramos se atenderán en enero de 2012.

En cuanto a la rehabilitación del Oleoducto de 30” D.N. Nuevo Teapa-Madero-Cadereyta (Línea 1), actualmente se continúa con la rehabilitación de las indicaciones en el segmento Nuevo Teapa-Emilio Carranza, con un avance total del 3.7%.

Se inició la rehabilitación integral al sistema de protección anticorrosiva de los ductos del corredor Nuevo Teapa-Poza Rica-Madero-Cadereyta y ductos playeros del Sector Minatitlán, con el objetivo de inhibir el proceso de corrosión exterior de los ductos; los trabajos están proyectados para terminarse en mayo de 2013. Se tiene un avance general del 26%.

También se está realizando la rehabilitación integral al sistema de protección anticorrosiva de los ductos del corredor Nuevo Teapa-Poza

Rica-Madero-Cadereyta, Sector Madero, cuya conclusión se estima en septiembre de 2013 con un avance general del 73.8%.

La rehabilitación integral al sistema de protección anticorrosiva de los ductos de los DDV 39, 41, 397, 398 y ductos playeros del Sector Salina Cruz, se encuentra concluida y se gestionan los procesos administrativos en cuanto a pagos para el cierre del contrato.

Del proyecto para la “Inspección Interior, Rehabilitación y Certificación del Oleoducto de 30”Ø Nuevo Teapa-Venta de Carpio”, tramo Mendoza-Venta de Carpio, se iniciaron los trabajos el 27 de junio de 2011, se han concluido las inspecciones con Ultra Sonido de Haz Recto en todos los tramos y actualmente se encuentra en espera de los reportes finales.

Por otra parte, con fecha 28 de octubre de 2011 se iniciaron los trabajos destinados a la Rehabilitación integral al sistema de protección anticorrosiva de los ductos del corredor Madero-Cadereyta del Sector Victoria e indicaciones del Oleoducto de 30” - 24” - 20” - 24” D.N., Nuevo Teapa–Madero-Cadereyta (línea 1)” tramo a rehabilitar: Tres Hermanos- Cadereyta (Sectores Madero y Victoria), con un plazo de ejecución de 1,217 días naturales, con un avance general del 1%.

Para la rehabilitación integral al sistema de protección anticorrosiva de los ductos del corredor Nuevo Teapa-Poza Rica–Madero-Cadereyta y ductos playeros de los Sectores Veracruz y Poza Rica y rehabilitación de indicaciones de ductos del Sistema Nuevo Teapa–Madero-Cadereyta (Línea 1), tramo E. Carranza-Tres Hermanos, Sector Poza Rica, se declaró desierto el concurso, por lo que se iniciará un nuevo proceso licitatorio en 2012.

Al cierre de diciembre de 2011, el programa de mantenimiento preventivo al sistema de transporte por ducto se cumplió al 97% con la ejecución de 80,853 órdenes de servicio.

En cuanto a instalaciones portuarias, en la Terminal Marítima Pajaritos se concluyeron 3 tanques de la gestión de 2009, de los cuales 1 fue entregado a operaciones y 2 se encuentran en etapa de recepción; y

se ejecutan 9 tanques de la gestión 2010, con un avance estimado de 75%, que representan una capacidad de almacenamiento de 1,425 MB. Asimismo se ejecuta la rehabilitación de tuberías del rack intercomplejos con inicio en 2011 y terminación en 2012, con un avance del 96%.

En 2011 se inició el proceso de Licitación Pública de las Obras referentes a la Rehabilitación General de Tuberías de Circuitos de Combustóleo y Diesel, así como Envolventes No Metálicas en circuitos de proceso de la Terminal Marítima Pajaritos, para iniciar trabajos en 2012.

En la Terminal Marítima Tuxpan, se concluyeron y entraron a operación 2 tanques y se ejecuta 1 tanque de la gestión 2010 con terminación en 2011, con un avance estimado del 97%, que representan una capacidad de almacenamiento de 165 MB. Además de tenerse en trámite de formalización de contrato la Restauración General del TV-104 con una capacidad de 200 MB.

En la Terminal Marítima Salina Cruz, se ejecutan 3 tanques con inicio en 2011 y terminación en el 2012 con un avance del 58%, que representan una capacidad de almacenamiento de 197 MB.

De la construcción del Muelle de La Paz, en Baja California Sur; se formalizó contrato entre Pemex-Refinación e Instalaciones Inmobiliarias para Industrias, S.A. de C.V., para llevar a cabo el servicio de licitación de la contratación y supervisión de la obra. Se licitó la obra y se asignó el contrato, en mayo de 2011, actualmente se encuentra en ejecución y se realizan trabajos de construcción de pilotes de concreto armado y obra metalmeccánica, con un avance estimado del 7.2%.

En la Residencia de Operación Portuaria de Manzanillo, se rehabilitaron los dos muelles (100%).

- **15. Mantenimiento de terminales terrestres**

Para 2011 la Subdirección de Almacenamiento y Reparto programó efectuar mantenimiento a un total de 85 tanques. Al cierre del año se logró concluir el mantenimiento de 33 tanques de almacenamiento; de igual forma, 7 equipos presentaron avances significativos, entre 85% al 98% y 16 registraron avances entre 20% hasta 70%. Con ello, se alcanzó un avance del programa de 68.3%

Los 29 tanques pendientes de atender del programa, se reprogramaron para su atención en 2012, toda vez que no se logró la autorización de los recursos presupuestales para la asignación de los contratos de mantenimiento correspondientes.

- **16. Calidad de combustibles**

Para suministrar la totalidad de los combustibles con calidad de Ultra Bajo Azufre (UBA), requeridos por la NOM-086, Pemex-Refinación a través de la Ex-Dirección Corporativa de Ingeniería y Desarrollo de Proyectos (DCIDP) desarrolla el Proyecto de Calidad de Combustibles (PCC), el cual se ha dividido en dos fases.

Fase Gasolina

Se terminó con el proceso de licitación del IPC (Ingeniería de detalle, Procura y Construcción) de esta fase, para los tres paquetes y se iniciaron los trabajos, actualmente el avance global de esta fase es del 43.02%.

Para la licitación del primer paquete correspondiente a las refinerías de Tula y Salamanca, la DCIDP dio el fallo correspondiente el 8 de febrero/10 a favor de la Cía. SAIPEM, contratándose esta compañía el 9 de marzo /10, con un tiempo de ejecución de 1,150 días, estimándose terminar el 29 de mayo de 2013. Las obras se iniciaron el 5 de abril de 2010. A diciembre de 2011, se tiene un avance físico realizado de 42.0%. Para este paquete se han implementado diversas acciones para abatir el retraso que se tiene, como: la reprogramación de los documentos de ingeniería pendiente de emitir, dando prioridad

a las actividades de ingeniería de acuerdo a las necesidades del proyecto y de la construcción en particular; revisión y autorización a finales de diciembre por parte del Área jurídica, de los convenios modificatorios para adecuaciones a los anexos 12 y 15 del contrato por la reprogramación de la llegada a sitio de los catalizadores, para ambas Refinerías, dicha reprogramación no afecta el monto ni la terminación del contrato. Se trabaja de manera conjunta entre Pemex y la contratista para detectar áreas de oportunidad; se continúa con la revisión de estrategias constructivas para acelerar y ejecutar los trabajos de manera continua y con el incremento de personal en la fase de ingeniería, la formación de grupos de especialistas del Contratista y Pemex, asignación de inspectores por parte de la contratista en los talleres de fabricación, así como y se incrementó personal para colocación de órdenes de compra del equipo principal y entrega de materiales.

El fallo del segundo paquete, correspondiente a las refinerías de Madero y Cadereyta, lo dio la DCIDP el 20 de agosto de 2009 y fue favorable a la compañía ICA Flúor Daniel, firmándose el contrato correspondiente el 11 de septiembre de 2009, con un tiempo de ejecución de 1,320 días para terminar el 2 de mayo de 2013. Las obras se iniciaron el 21 de septiembre de 2009. A diciembre de 2011, se tiene un avance físico realizado de 61.42%. Para la refinería de Cadereyta se aprobó el convenio de ampliación en monto por 47 millones de pesos derivado de trabajos adicionales no considerados en el alcance del contrato original. Para ambas refinerías se aprobaron en noviembre y diciembre los dictámenes por parte del área jurídica para la formalización de los convenios modificatorios por la reprogramación en la fase de Procura, derivado de la recomendación del tecnólogo CDTECH para que la llegada a sitio de los CD Modules y Catalizador, programados a llegar a finales de este año, se reprogramen tres meses antes de la terminación mecánica para evitar su degradación. Esta reprogramación no afecta la terminación ni el monto del contrato.

Para el tercer paquete, correspondiente a las refinerías de Minatitlán y Salina Cruz, el fallo se dio el 25 de febrero de 2010 a favor de la Cía. ICA Fluor Daniel, firmándose los contratos el 23 de marzo de 2010, con un tiempo de ejecución de 1,290 días, estimándose terminar el 22 de octubre de 2013. Las obras se iniciaron el 12 de abril de 2010. A diciembre de 2011, se tiene un avance físico realizado de 30.1%. En Minatitlán ICA Fluor incrementó personal para la construcción de cimentaciones profundas, principalmente, para equipos no críticos; la Contratista presentó su propuesta de reprogramación para la fase de Precios Unitarios por cambio en la trayectoria del rack de desfogue de hidrocarburos, entrega del tanque TV-702 y entrega de las instalaciones del CADI y para la parte de Precio Alzado por la reprogramación de la fase de procura derivado de la recomendación del tecnólogo CDTECH para que la llegada a sitio de los CD Modules y Catalizador, se reprogramen tres meses antes de la terminación mecánica para evitar su degradación, al respecto, Pemex lleva a cabo la revisión y trabaja en la preparación del dictamen técnico. El pasado 06 de diciembre la Subdirección de Administración Patrimonial liberó el área del CADI existente, donde se construirá la URA, ICA Fluor iniciará los trabajos de desmantelamiento; adicionalmente, se iniciará la emisión de DTIs una vez que cuente con la información técnica de proveedores. En Salina Cruz se incrementó el equipo de perforación de pilas para recuperar el avance. Se prepara dictamen técnico para reprogramar la llegada a sitio de los CD Modules y Catalizador, por los motivos citados previamente.

Instalaciones Complementarias.- Las obras complementarias son trabajos que integran el alcance total del Proyecto Calidad de Combustibles en su Fase Gasolinas. En 2010 se trabajó en las Bases de Usuario, las cuales están terminadas y revisadas por los especialistas del área operativa y de la Subdirección de Proyectos.

Se trabaja en la elaboración de los términos de referencia de las obras complementarias para definir sus alcances y continuar con el proceso de contratación de conformidad a la Ley de Petróleos Mexicanos. Los alcances que se contemplan son:

-
- Ampliación de Laboratorios en las refinerías del SNR: En diciembre el IPN inició el desarrollo de la Ingeniería Básica Extendida para las seis refinerías.
 - Acondicionamiento de Tanques en las refinerías de Tula, Salamanca y Salina Cruz: Se llevó a cabo la contratación para el desarrollo de la Ingeniería FEED con COMIMSA en noviembre.
 - Adquisición e instalación de turbogeneradores de las refinerías de Madero y Cadereyta: Se encuentra en formalización el contrato con la UNAM para el desarrollo de los estudios de Manifestación de Impacto Ambiental modalidad Particular (MIA-P) y de Riesgo Ambiental (ERA). Se tiene programado que inicien los trabajos en el primer trimestre de 2012.
 - Mezclado en Línea de Gasolinas para las refinerías de Cadereyta, Minatitlán y Tula: Se concluyó el desarrollo de la ingeniería básica extendida por parte del IMP. Se efectúa la revisión al paquete técnico de licitación. No cuenta con suficiencia presupuestal. Se tiene programado que inicien los trabajos en 2012.
 - Sistema de Recuperación de Condensado en Salamanca: Se concluyó el desarrollo de la ingeniería básica conceptual por parte del IPN. No cuenta con suficiencia presupuestal. Se tiene programado que inicien los trabajos del IPC en 2012.
 - Determinación de Espesores para Circuitos del Sistema de Mezclado en Línea: Se cuenta con la propuesta del IMP para desarrollar estos trabajos. En espera la liberación del presupuesto para llevar a cabo su contratación. Se tiene programado iniciar los trabajos en 2012.
 - Manejo de Corrientes Parásitas, para Salamanca y Tula: Se cuenta con la propuesta de COMIMSA para el desarrollo de la ingeniería conceptual. En espera la liberación del presupuesto para llevar a cabo su contratación. Se tiene programado iniciar los trabajos en 2012.

-
- Reconversión de la Torre CDHydro (columna de destilación e hidrosulfuración) a Depentanizadora en Madero: se integró la documentación y se envió al COPCC (Coordinación Operativa del Proyecto Calidad de Combustibles) para sus comentarios. No se cuenta con suficiencia presupuestal para el proyecto. En espera la liberación del presupuesto para llevar a cabo su contratación. Se tiene programado iniciar los trabajos en 2012.
 - Diagnóstico de las plantas FCC-2 en Cadereyta y Minatitlán: Se tienen definidos los alcances. En espera la liberación del presupuesto para llevar a cabo su contratación. Se tiene programado iniciar los trabajos en 2012.

Fase Diesel

El avance global de las Ingenierías Básicas de la refinería de Cadereyta y del resto del SNR, es del 77.8% de la fase DUBA del proyecto de Calidad de Combustibles. No se ha iniciado la construcción de las plantas.

Refinería Cadereyta

El avance de las Ingenierías básicas de la refinería de Cadereyta es de 97.0%.

Durante 2008 y 2009 el IMP desarrolló, las Ingenierías Básicas Extendidas dentro de límites de batería, para el proceso de la planta nueva y las plantas a remodelar de Hidrosulfuración de Diesel y para la planta Tratadora de Aguas Amargas, así como la Ingeniería Conceptual para las instalaciones de servicios e Integración fuera de límites de batería.

La Ingeniería Básica para la planta Recuperadora de Azufre, se contrató el 2 de julio de 2010 con la empresa WorleyParsons y a la fecha está terminada.

Respecto a la Planta de Hidrógeno, se firmó el contrato con el Licenciador Haldor Topsøe el 7 de octubre 2011, la junta de arranque

fue celebrada, las Bases de Diseño se firmaron y se iniciaron los trabajos el 21 de octubre de 2011. El paquete de Ingeniería Básica está en desarrollo y se cuenta con un avance preliminar general del 17.7%.

Con relación a la elaboración de las Bases de Licitación para los IPC's, se revisaron 34 anexos al contrato del ITB-1, se tiene un avance del 85% y se prevé terminar en enero 2012. Con respecto a la documentación para obtener la acreditación del FEL III los entregables se encuentran en etapa de validación y se espera tenerlos validados en la primera quincena de enero 2012.

Se entregó al contratista Jacobs la información técnica, para que prepare el Dictamen de "Factibilidad Técnica, Económica y Ambiental", la contratista inició actividades el 29 de diciembre de 2011.

Resto de Refinerías del SNR

El avance de las Ingenierías básicas del resto del SNR es del 75.2%.

- Se recibió de Axens North America el paquete de Ingeniería Básica Extendida de las plantas Hidrodesulfuradoras de Destilados Intermedios nuevas y a remodelar de las refinerías de Madero, Minatitlán y Salina Cruz en noviembre de 2011.
- Se recibió de Haldor Topsøe el paquete de Ingeniería Básica Extendida de las plantas Hidrodesulfuradoras de Destilados Intermedios nueva y a remodelar de las refinerías de Salamanca y Tula en noviembre de 2011.
- El IMP terminó de desarrollar los paquetes de Ingeniería Básica, para las plantas nuevas de Aguas Amargas de las refinerías de Madero y Salina Cruz, correspondientes al contrato formalizado en de abril de 2011.
- Respecto a las Ingenierías Básicas de las plantas Tratadoras de Aguas Amargas nueva y a remodelar de las refinerías de Tula y Salamanca, la Compañía Supervisora de los Servicios se

encuentra desarrollando los Términos de Referencia. Se espera contratar en febrero de 2012.

- Respecto a las Plantas de Recuperación de Azufre y de Generación de Hidrógeno, se concluyó el contrato de homologación de tecnologías con los Licenciadores seleccionados para estos procesos CB & I y Haldor Topsøe, respectivamente, en el proyecto de reconfiguración de la refinería de Salamanca. Se espera contratar el desarrollo de las ingenierías en el primer trimestre de 2012.
- Para la nueva planta de Hidrógeno de la refinería de Salina Cruz, el IMP concluyó el contrato de Selección de Tecnología, siendo seleccionado TECHNIP. La propuesta económica se encuentra en la DCO, para dictaminar la razonabilidad de costos. Se espera contratar en el primer trimestre de 2012.
- Para el caso de la planta de Hidrógeno U-9 de la refinería de Salamanca, se determinó no realizar trabajos de remodelación, debido a que se incluyó en el proyecto de residuales de esta refinería, una planta generadora de hidrógeno con capacidad de 100 MMPCSD, la cual tendrá capacidad suficiente para atender las necesidades del proyecto DUBA.
- **17. Adecuar la plantilla sindicalizada y crear nuevas categorías y reglamentos de labores del personal sindicalizado de mantenimiento**

La Dirección Corporativa de Administración (DCA) incluyó en la Agenda Laboral con el Sindicato de Trabajadores Petroleros de la República Mexicana (STPRM), la reorganización de las áreas de Mantenimiento del Sistema Nacional de Refinación, cuyo modelo conceptual está basado en la optimización del proceso de Mantenimiento en las Refinerías. Esta acción continuará durante 2012 y la descripción de avances, al cuarto trimestre de 2011, se muestra en el siguiente punto.

- **18. Racionalizar estructuras**

La DCA incluyó en la Agenda Laboral con el STPRM, el programa de reorganizaciones, que contempla la modificación de las áreas de Mantenimiento del Sistema Nacional de Refinación, la estructura sindicalizada del Sistema Nacional de Ductos y la reestructuración de las Terminales de Almacenamiento y Reparto, con lo cual se busca optimizar las estructuras y reubicar al personal adscrito a instalaciones fuera de operación. A diciembre de 2011 se tienen los siguientes avances:

Áreas de mantenimiento del Sistema Nacional de Refinación

La Subdirección de Recursos Humanos, ha coordinado con STPRM el desarrollo de una propuesta que incluye acciones de productividad para el modelo de operación de las áreas de Mantenimiento del Sistema Nacional de Refinación, que permitirán optimizar su funcionamiento, particularmente se prevé aplicar conceptos del modelo en la estructura de la reconfiguración de la refinería de Minatitlán y continuar los trabajos para las refinerías restantes. Dicha propuesta se encuentra en revisión por parte de la Representación Sindical, en particular lo relativo a nuevas categorías y sus reglamentos de labores.

Sistema Nacional de Ductos

Se elaboraron estudios de cargas de trabajo en áreas administrativas de las Subgerencias de Transporte por Ducto y se procedió a generar algunos proyectos de Convenios Administrativos Sindicales que permitirán regularizar definitivamente plazas de índole administrativo en los Sectores de Ductos hacia áreas de operación y seguridad, mismos que se incluirán en la Agenda Laboral 2012.

Reorganización del Centro de Reparaciones Navales en la Terminal Marítima Madero

Se implementó una estructura temporal en este Centro, modificando la jornada laboral de plazas de régimen sindical para aprovechar un doble turno. Se han observado resultados positivos en reducción de costos de servicios personales e incremento en la productividad.

Se gestionó la renovación de modificación de jornada en tanto se presenta el dictamen de procedencia y análisis de conveniencia de hacer definitivo el segundo turno en el Dique.

Reestructuración de 77 Terminales de Almacenamiento y Reparto

Derivado del dinamismo en la demanda de productos refinados del petróleo, de las disposiciones administrativas y cambios en la reglamentación enfocadas a regular las ventas de primera mano de estos productos y las disposiciones para llevar a cabo su distribución y comercialización, se determinó modificar la estrategia de atención de reorganización de las 77 terminales, siendo prioritarias aquellas que fortalecen la estrategia de optimización de la logística.

Durante el segundo semestre se concertó y aplicó la estructura sindical de las Terminales de Almacenamiento Zapopan, El Castillo y Puebla.

Asimismo, durante el último bimestre de 2011, se concertó el Convenio Administrativo Sindical para modificar la estructura ocupacional de la Terminal Mazatlán, previéndose su aplicación en el primer trimestre de 2012.

- **19. Desarrollo de personal**

Con relación al programa de desarrollo de competencias, en el período enero-diciembre de 2011, se concluyó con el proceso de evaluación de 896 empleados de confianza en puestos técnicos: 312 adscritos a la Subdirección de Producción; 116 de la Subdirección de Distribución; 127 de la Subdirección de Almacenamiento y Reparto; 41 de la

Subdirección de Seguridad Industrial y Protección Ambiental; 274 de la Subdirección Comercial; 15 de la Subdirección de Planeación, Coordinación y Evaluación, y 11 de Finanzas y Administración.

Asimismo, se consolidó el programa de formación de cuadros de reemplazo en las refinerías de Cadereyta, Salamanca, Tula, Minatitlán y Salina Cruz para las áreas de mantenimiento en las especialidades de Instrumentos y Plantas, quedando pendiente la refinería de Madero.

Se continuó con el programa regular contractual de capacitación de personal sindicalizado basado en el SICAM (Sistema de Capacitación Modular).

Se desarrolló el Programa Conductual para el personal sindicalizado en Pemex-Refinación, el cual tiene como objetivo “Proporcionar el cambio de comportamiento que promuevan el óptimo desempeño basado en el fortalecimiento y desarrollo de competencias emocionales”, mismo que se culminó al 100% al cierre de 2011 (se impartieron 153 cursos durante el año con la participación de 2,700 trabajadores).

- **20. Implantar la estrategia de gestión tecnológica para el Organismo**

Cartera de Proyectos de Investigación y Desarrollo Tecnológico

Durante 2010 se llevaron a cabo talleres de identificación de necesidades tecnológicas en Pemex, con el objetivo de actualizar el diagnóstico de Pemex en la materia.

Los resultados de este ejercicio fueron integrados en el Programa Estratégico Tecnológico de Pemex, el cual a su vez se utiliza para alinear a la estrategia del negocio las carteras de proyectos de investigación y desarrollo tecnológico (IDT) inscritos en los dos fideicomisos creados para el impulso de la investigación, desarrollo y asimilación de tecnología, en los que actualmente tiene participación Pemex-Refinación:

-
- Fideicomiso del Comité de Innovación, Investigación y Soluciones (CIIS)-IMP.
 - Fideicomiso del Fondo CONACYT-Secretaría de Energía-Hidrocarburos.

El estado actual de la cartera de proyectos de investigación y desarrollo tecnológico de Pemex-Refinación es el siguiente:

En el Fideicomiso del Comité de Innovación, Investigación y Soluciones (CIIS)-IMP se tienen 11 proyectos en ejecución en las diversas etapas del proceso de IDT (investigación básica, desarrollo o asimilación) y se han concluido con resultados satisfactorios desde la perspectiva de la investigación 12 proyectos. La etapa de transferencia industrial ha representado un obstáculo para que los resultados se transmitan como innovaciones a la industria de la refinación.

A este respecto, se ha identificado que el CIIS ha sido exitoso en la promoción y conducción de la investigación, pero la ausencia de una regulación clara en la etapa de transferencia de los resultados, que defina e identifique la distribución de los riesgos, limita su aplicación.

En cuanto al Fideicomiso del Fondo CONACYT-Secretaría de Energía-Hidrocarburos, se tienen registrados 12 proyectos aprobados para su financiamiento.

Con relación a la formación de recursos humanos especializados, el Organismo no cuenta con candidatos inscritos en el Fondo para estudios de posgrado. Parte de la problemática se derivó, inicialmente, de las fechas manejadas por el Fondo, que no estuvieron alineadas con las convocatorias de Universidades extranjeras, particularmente estadounidenses y europeas.

- **21. Implantación del Sistema Pemex SSPA (Seguridad, Salud y Protección Ambiental)**

Durante 2011, se mantuvo el esfuerzo en el proceso de implantación del sistema Pemex SSPA en los Centros de Trabajo con instalaciones industriales.

En relación al seguimiento a la atención de las no conformidades y recomendaciones generadas en las auditorías realizadas en 2009, se logró un avance del 60% al cierre de 2011 y continúa tanto la atención de las mismas como el proceso de su registro en el sistema Audit Management.

A diciembre de 2011 se consiguió un valor global de 94.7% en el Índice de Actos Seguros, como resultado de la práctica de 417,855 Auditorías Efectivas realizadas, en las que se observaron a 3,206,305 personas trabajando en el momento de realizarlas, identificándose 330,699 actos inseguros, destacando 5,442 de factor de severidad mayor.

En relación a la técnica de Disciplina Operativa, se inició la implantación del sistema de registro institucional, SISDO, que se mantiene en la etapa de alimentación por parte de los Centros de Trabajo, sin embargo, se ha redimensionado la necesidad de 19,624 procedimientos y se tiene un índice de disponibilidad de 99%, el de calidad se encuentra en 98%, índice de comunicación en 77% y el de cumplimiento en 69%.

Las emisiones de SOx del Organismo pasaron de 5.9 ton/Mton de proceso de crudo en 2005 a 4.0 en 2011, debido principalmente a las acciones tomadas e inversiones efectuadas para dar cumplimiento a la norma oficial mexicana NOM-148-SEMARNAT-2006.

En 2011 destaca el cumplimiento normativo de cada una de las refinerías del Sistema Nacional de Refinación, excepto en la refinería de Tula, en la cual la recuperación de azufre no se ha llevado a cabo de forma constante desde julio, realizándose las notificaciones correspondientes a la PROFEPA.

Actividades relevantes sobre recuperación de azufre:

Refinería Madero: Se realizó la rehabilitación de dos trenes (300 y 400) de las Plantas de azufre; en caso de la planta TGTU, se programa la puesta en operación para 2012, debido a los trabajos que se están realizando para la conexión de la línea de gas natural, periféricos y suministro de catalizadores.

Refinería Minatitlán: se realizó la rehabilitación de la planta de azufre N° 1 (se realizaron los cambios de la caldereta, pilotos de encendido electrónico del horno e incinerador). A diciembre opera un tren de la nueva planta de azufre, U-23000 y se espera la puesta en operación de la planta coquizadora para alinear el segundo tren. Del día 17 de octubre al 4 de diciembre del 2011, salieron a reparación las plantas: HDK, FCC-1, primaria 5, U-600 y planta de azufre 1, por lo cual el porcentaje de recuperación de azufre, durante el 4° trimestre del año, disminuyó de forma sustancial. El Centro de Trabajo notificó a la Autoridad Ambiental de manera oportuna.

Refinería Salina Cruz: Se concluyó la rehabilitación de la planta de azufre 1 y azufre 3. Se instaló filtro de carbón activado en la sección de tratamiento de amina de la planta catalítica N°1. Se continúa con la rehabilitación de los compresores de gas amargo de las plantas primarias.

Refinería de Salamanca: Se continúa con los trabajos para la instalación de una unidad recuperadora de gases de desfogue con un avance del 95%, el compresor 13K-1, de la planta U-13. Con respecto a la planta nueva de azufre se reportó un avance de 60%, actualmente en etapa de instalación de equipos en sitio.

Refinería Tula: Se realizó la rehabilitación del Tren B de la planta de Azufre 3 por tubos rotos en la caldereta BA-4701-B y reinició operaciones el 21 de diciembre de 2011. Azufre 5 se encuentra en operación normal.

Refinería de Cadereyta: Opera con dos plantas de Tratamiento de Gases de Cola (TGTU) y se mantiene la recuperación de azufre de acuerdo a lo establecido en la norma.

- **22. Automatización y control de procesos**

A la fecha se continúa con el cierre administrativo del contrato suscrito con el proveedor TELVENT Energía, S.A. para la Automatización de 129 sitios asociados a 7 Poliductos de la Red de Distribución de Pemex-Refinación. El avance físico del contrato es del 100%.

Se encuentra en ejecución el contrato de Adquisición de Hardware, Software y Servicios de Desarrollo para Centros de Control, formalizado con el proveedor Telvent Canadá Ltd., a través de la filial Integrated Trade Systems, Inc. (ITS), para la Implantación del sistema SCADA que dará servicio a Pemex-Refinación.

Al cierre de diciembre, el avance físico de este contrato es de 67.4%, se realizó la primer fase de pruebas del sistema (FAT) en la que se probaron los diferentes subsistemas del SCADA, quedando pendiente las pruebas de la aplicación para la administración de la medición SITRAC-LMAS, la cual se encuentra en desarrollo. El equipamiento del Centro de Control Principal que fue probado se encuentra en su traslado al Centro de Control Principal de Pemex para su instalación, comisionamiento y pruebas.

Se continua con los trabajos de la integración de instalaciones al SCADA, teniendo al cierre de diciembre, el 76.6% de avance, integrando 118 de las 154 instalaciones.

En lo referente al equipamiento de Centros de Control recibió el 100% del equipamiento para el Centro de Control Principal, quedando pendiente la instalación de consolas de operación y el sistema de proyección, así mismo se encuentra suspendida la entrega de consolas y soportes para el Centro de Control Alternativo debido a cambios en su diseño arquitectónico.

Se encuentra en ejecución el contrato con la filial de Petróleos Mexicanos, Instalaciones, Inmobiliarias para Industrias, S. A. de C. V. (iii Servicios), para la Contratación, Supervisión, Seguimiento y Control de la Obra para la Adecuación del piso 3 de la Torre Ejecutiva como Centro de Control Principal y la Construcción del Centro de Control Alternativo en Azcapotzalco, con una duración de 690 días.

Al cierre de diciembre de 2011, el avance físico de este contrato es de 15.1%.

En septiembre, se levantó la suspensión para reanudar los trabajos correspondientes al Centro de Control Alterno (CCA) de Azcapotzalco. Se encuentra formalizado el Convenio modificador que amplió la vigencia al 23 de diciembre de 2012, derivado de los requerimientos de la Dirección Corporativa de Tecnologías de Información y Procesos de Negocio.

El Centro de Control Principal tiene un avance real del 63.8% contra un programado del 100%. La ejecución de la adecuación del Piso 3 de la Torre Ejecutiva se tiene programado concluirla en abril de 2012.

SCADA 47.

Se realizó la firma del contrato el día 14 de octubre de 2011, dando inicio a las actividades.

Resumen de sitios por tipo de instalación		
Instalación	Cantidad	Sitios
VS	278	163
TRED DDV	34	
VT	4	
TED	6	
TRD	5	
TRED ERB	52	
ERM	64	30
	443	193

Con relación a los levantamientos de campo, actualmente se reporta un avance del 99.16%.

Los avances físicos de los proyectos SCADA 7 Poliductos y SCADA 47 Ductos al Cuarto trimestre de 2011, son del 76.16% y 7.9%, respectivamente.

Se realizó una ponderación por monto de inversión, por lo que el avance del proyecto SCADA a diciembre de 2011 fue de 44.6%.

En cuanto al proyecto SIMCOT (Sistema Integral de Medición, Control y Operación de Terminales), para el paquete de actualización de 25 sistemas SIMCOT y en específico para las primeras 7 Terminales de la Gerencia de Almacenamiento y Reparto Centro, se tienen los siguientes avances:

- Se recibieron la totalidad de los bienes amparados en las IT Orders para suministro de Hardware (PLCs, Servidores, estaciones de trabajo, gabinetes, switches, etc.) de 7 Terminales, formalizados con fecha 19 de noviembre de 2010. Estos contratos fueron adjudicados a Telvent Canadá mediante el contrato preparatorio de Tecnología de información que se tiene con ITS.
- Derivado de que se declaró desierta la Licitación Pública Internacional No. P0-LI-917-010 para la contratación de bienes y servicios para la “Actualización y estandarización de la instrumentación y equipos de control de campo de siete SIMCOT’s y siete Sistemas Integrales de Control Contraincendio (SICCI)” en TARs de la Gerencia de Almacenamiento y Reparto Centro, en la que se adquirirían equipos necesarios para que la compañía Telvent Canadá LTD desarrollara parte de los servicios contratados en los pedidos 522-CS-0-00084, 073, 077, 080, 074, 083, 087; se procedió a realizar las gestiones necesarias ante la GRM e ITS suspendiendo temporalmente la ejecución de estos pedidos del 19 de enero 2011 al 29 de agosto 2011.
- Se inició por segunda ocasión Licitación Pública Internacional P1LI025002, concretándose la contratación el 24 de agosto de

2011 con un plazo de 270 días; iniciando el 25 de agosto de 2011. Actualmente se encuentra en proceso de ejecución.

- Para las partidas 1, 2, 3, 4,10, 11, 12 y 13 la compañía Telvent Canadá LTD ha entregado lo correspondiente a las 7 TARs.
- Para el proyecto SICCI de la TAR Mérida, la Gerencia de Análisis de Inversión y Gasto Operativo (GAIGO) a solicitud de la SHCP, solicitó conforme al numeral 22 de los lineamientos específicos para la aplicación y seguimiento de las medidas de austeridad y disciplina del gasto de la Administración Pública Federal de 2006, adjuntar el pronunciamiento de la Unidad de Gobierno Digital (UGD) de la SFP y de la UPCP-SHCP.
- El 8 de septiembre de 2011, la UGD de la SFP se pronunció en el sentido de que las justificaciones para las adquisiciones de TIC que se presenten ante la UGD deben efectuarse necesariamente respecto a cada adquisición de TIC; así mismo dicha dependencia estima que deben realizarse para el ejercicio fiscal en que se soliciten.
- Por lo anterior la UGD de la SFP considera necesario la presentación de una nueva solicitud; razón por la que nuevamente se preparó la Justificación de excepción al decreto de austeridad mismo que fue remitido el 29 de septiembre de 2011, por la Subdirección de Planeación e Inteligencia de Negocio de la DCTIPN a la Subdirección de Infraestructura Tecnológica a fin de que sea presentada a la Unidad de Gobierno Digital de la SFP la solicitud de excepción. Se encuentra pendiente de respuesta.

El proyecto registra un avance ponderado del 15.2%.

- **23. Fortalecer definición de procesos y administración de proyectos**

Con esta acción se pretende incorporar e institucionalizar las mejores prácticas de la industria al proceso de desarrollo y ejecución de proyectos del Organismo, que permitan en el corto plazo que los

proyectos cumplan sus objetivos de negocio en las mejores condiciones de alcance, costo, tiempo y calidad (promedio de la industria) y en el largo plazo compitan con los de clase mundial.

En atención a los acuerdos del Subgrupo de Trabajo de Inversiones de Pemex-Refinación (SGTI), las áreas operativas identifican proyectos piloto para iniciar la implantación de mejores prácticas y el Sistema Institucional de Proyectos (SIDP), así como a los responsables para integrar los respectivos equipos de proyecto.

En 2010 se revisó el programa de implantación de la estrategia en esta materia, a fin de que en el horizonte de 2010-2015 se enfoque a 5 acciones, cuyos avances en 2011 se describen a continuación:

- a) Acción: Justificar la necesidad de cambio y establecer compromiso con toda la organización para implantar la estrategia para mejorar el desempeño de los proyectos empleando mejores prácticas de la industria.

Avance: En abril el Director General dio instrucciones a las subdirecciones involucradas para llevar a cabo lo necesario a fin de agilizar la presentación de proyectos al SGTI de PR. En mayo se llevaron a cabo reuniones de seguimiento a estos procesos por parte de las Subdirecciones involucradas.

En el tercer trimestre de 2011 se establecieron objetivos compartidos con los equipos de proyecto para agilizar el desarrollo y acreditación de los proyectos DUBA Cadereyta, Conversión de Residuales Salamanca y Nueva refinería de Tula.

En el cuarto trimestre se acreditaron los proyectos de nueva refinería de Tula y Conversión de Residuales Salamanca para la etapa de FEL II. Inició el proceso de Benchmarking por parte de IPA para estos dos proyectos en diferentes etapas de desarrollo. Se validan los entregables del paquete de acreditación del proyecto DUBA-Cadereyta, y se realiza el dictamen del tercero experto.

-
- b) Acción: Acordar con las áreas involucradas los modelos de definición de proyectos (FEL) y mejores prácticas, así como de los planes, proyectos, metas anuales y responsables de su implementación tanto en el SGTI como en los equipos de proyecto.

El modelo institucional (SIDP) establece la obligatoriedad de preparar un paquete de entregables para su acreditación en tres compuertas previas al inicio de la ejecución. Dicho paquete incluye un Plan de Ejecución de Proyectos, en el cual se establecen las estrategias de ejecución tanto para la fase de definición del proyecto, como para las de construcción, pruebas, recepción y puesta en marcha. Asimismo, debe contener las estrategias de control durante su ejecución del alcance, costo, programa, procura, calidad, seguridad y protección ambiental.

Avance: En marzo de 2011 se definieron las estrategias para la acreditación de los proyectos Planta de Aguas Amargas-Madero y Planta Girbotol de Salina Cruz en su etapa FEL III, así como para el seguimiento de las variables clave de desempeño de los proyectos acreditados y próximos a acreditarse.

Además, se diseñó la propuesta para el contenido del Documento de Soporte de Decisión (DSD) de los proyectos que requieren presentar acreditación.

En abril se diseñaron y acordaron estrategias específicas por proyecto, para integrar y apoyar la elaboración de entregables y agilizar la presentación de proyectos al SGTI de Pemex-Refinación.

En el tercer trimestre de 2011 se definieron y ejecutaron estrategias para el desarrollo, acreditación y estandarización de los paquetes de acreditación para los proyectos de Conversión de Residuales Salamanca, nueva refinería de Tula, y DUBA Cadereyta.

Se diseñó un plan para que los resultados del benchmark de IPA sirvan para tomar acciones para mejorar el desempeño de proyectos y calibrar el modelo de implementación del Sistema de Proyectos.

-
- c) Acción: Alinear los procesos de justificación y presupuesto con los de FEL, reestructurar la organización y desarrollar competencias para cubrir las cargas de trabajo, roles y perfiles de los equipos de proyecto, áreas de planeación de inversiones e ingeniería requeridos por la estrategia.

Avance: En febrero de 2011 se estableció un proceso único que alinea el proceso de justificación con el de acreditación y se aplicó el modelo para los proyectos de TAR Tapachula y Modernización del Módulo CCR-Minatitlán, logrando una reducción considerable de los tiempos de validación/acreditación, así como una mejor alineación de todas las áreas involucradas del Corporativo y de Pemex-Refinación.

Se aplicó el proceso que alinea el proceso de justificación con el de acreditación para el proyecto Conversión de Residuales Salamanca, lográndose una reducción en los tiempos de validación, y recientemente se aplica para el proyecto nueva refinería de Tula.

- d) Acción: Aplicar la estrategia a proyectos seleccionados en planes anuales.

Avance: Continúa el seguimiento y asesoría “coaching” para incorporar mejores prácticas que simplifiquen la integración de los paquetes de acreditación a 13 proyectos: Conversión de Residuales Salamanca, nueva refinería en Tula, Infraestructura de ductos para nueva refinería de Tula, Modulo CCR-Minatitlán y Caldera de Minatitlán, Optimización Reconfiguración Madero, Planta de Aguas Amargas para Madero, Válvulas Deslizantes de Coquizadora Cadereyta, Modernización de la FCC Cadereyta, Planta Girbotol para Salina Cruz, Modernización de la FCC Minatitlán, TAR Tapachula y Muelle La Paz.

En enero 2011 se definió la estrategia de acreditación del proyecto TAR Tapachula, y la Construcción de Muelle la Paz. En marzo se apoyó al equipo de proyectos para la incorporación de mejores

prácticas durante el desarrollo de los entregables, y se dio acompañamiento durante el proceso de validación.

En mayo se presentaron al SGTI de PR los proyectos TAR Tapachula, Modulo CCR de Minatitlán, Muelle la Paz, Válvulas Deslizantes de la Coquizadora de Cadereyta y Modernización de la FCC de Cadereyta.

En junio de 2011 se concluyeron los entregables de FCC Minatitlán y Optimización Reconfiguración de Madero.

Se prepararon para los proyectos próximos a acreditarse programas de fechas clave tanto para los procesos de justificación de inversiones, presupuestales vigentes, como de los nuevos procesos de validación y acreditación. A partir de los mismos se identifican entre dichos procesos interfaces, información complementaria y responsables de su emisión.

En el tercer trimestre de 2011 se integró el paquete de acreditación del proyecto DUBA Cadereyta, incluyendo el Plan de Ejecución de Proyecto, así como los planes de control del proyecto para la fase de ejecución.

En agosto y septiembre se integraron los paquetes de acreditación de los proyectos Conversión de Residuales Salamanca, y nueva refinería de Tula, definiéndose los planes de control, programa y recursos para la siguiente etapa (FEL III).

Al cierre del cuarto trimestre se trabaja en el procedimiento, procesos y mejores prácticas de la Administración de Riesgos, para su implantación en PR.

Se prepara el modelo de seguimiento para el proyecto SCADA 47 que se acreditó en diciembre de 2010 e inició su proceso de licitación.

-
- e) Desarrollar planes de recursos humanos y tecnologías de información alineados a la estrategia; seguir y hacer ajustes a la implantación y resultados de la estrategia.

Avance: Desde mayo de 2011 se trabaja en la gestión del cambio a fin de que los equipos de proyectos incorporen FEL y mejores prácticas y se tramita la contratación de una compañía consultora que apoye a dicha gestión del cambio.

Se trabaja directamente con los equipos de proyecto, durante el desarrollo de los proyectos para apoyar la implantación de mejores prácticas. Además se preparan guías complementarias para facilitar la integración y estandarización de los paquetes de acreditación y se capturan lecciones aprendidas para hacer extensiva la metodología a proyectos en ejecución.

Se analizan herramientas que faciliten la gestión del cambio para facilitar la implantación e institucionalización del Sistema de Proyectos.

Avance en la ejecución de las acciones y cumplimiento de metas

Pemex Refinación: enero-diciembre 2011**

Indicador	Unidades	Objetivos Relacionados	Acciones relacionadas	% de Avance de cada acción (a)	Valor del indicador (1)	Meta			Desviación ⁽¹⁾ (1) vs (2)	Desviación ⁽¹⁾ (1) vs (3)	Calificación (1) vs (3)									
						Meta Original PEO Anual (2)	Meta Autorizada PEO ene-dic (3)													
Proceso de crudo	Mbd	1 y 6	1	99%	1,166.6	mín	1,380	1,226.8			Insuficiente									
			2	27%																
			3	41%																
			4	5%																
Rendimientos de destilados del crudo (gasolina, diesel y turbosina)	%	1, 6 y 17	1	99%	61.6	mín	67	62.8			Insuficiente									
			2	27%																
			3	41%																
			4	5%																
Costo de transporte	\$/t-km	2	20	12%	0.1673		na	0.1858		na	9.9%	Sobresaliente								
			7	79%																
			8	100%																
			9	90%																
			12	10%																
Productividad laboral en refinerías	PE/100KEDC	3	14	70%	232.1		na	215.0		-4.8%	-8.0%	Insuficiente								
			15	68%																
Gasolina UBA producida /gasolina total producida	%	4	18	57%	18.8	mín	15	23.0		0.8	-8.2	Insuficiente								
			19	27%																
Diesel UBA producido/diesel total producido	%	4	20	12%	29.2	mín	16	26.3		4.2	-5.0	Aceptable								
			20	12%																
Utilización de la capacidad de coquización	%	17	2	27%	76.1		na	78.9	na	-2.8	Insuficiente									
Índice de frecuencia de accidentes	Índice	5	21	56%	0.76	mín	0	0		24.0%	24.0%	Aceptable								
													máx	1	1					
Índice de Intensidad Energética	Índice	18	5	68%	138.7		124	124		-11.9%	-11.9%	Insuficiente								
													6	11%						
Utilización de la capacidad de Destilación Equivalente	%	18	13	73%	67.6		76.7	78.5	-9.1	-10.9	Insuficiente									
Participación de los diferentes medios de transporte		20	7	79%	57.9		≥59	≥59		-1.1	-1.1	Insuficiente								
			8	100%																
			9	90%																
			10	30%																
			12	10%																
Ductos	% ductos	20			33.3		≥33	≥33	0.3	0.3	Sobresaliente									
Buquetanque	% B/T	20			6.0		≤7	≤7	1.0	1.0	Sobresaliente									
Autotanque	% A/T	20			2.8		≥1	≥1	1.8	1.8	Sobresaliente									
Carrotanque	% C/T	20																		
Días de autonomía de Pemex Magna en terminales	Días	20	10	30%	2.2		na	2.2	na	0.0%	Aceptable									
Días de autonomía de Pemex Premium en terminales	Días	20	10	30%	6.3		na	4.7	na	33.2%	Sobresaliente									
Días de autonomía de diesel en terminales	Días	20	10	30%	2.4		na	3.0	na	-21.0%	Insuficiente									
Días de autonomía de crudo en refinerías (a)	Días	20	11	53%	6.2		7.0	7.0	-11.4%	-11.4%	Insuficiente									
Avance en modernización de Sistemas de medición	%	21	22	30%	n.a		60.0	na	na	na	na									
													SIMCOT							
													SCADA	15.2	-	20.0	na	-4.8	Insuficiente	
Emissiones de SOx	t/Mt	5	21	56%	4.0		3.1	4.1	-29.0%	2.4%	Sobresaliente									

NOTAS:

(*) La desviación mostrada es contra el valor máximo

** Cifras preliminares.

(a) Cifra real ene-sep 2010.

La desviación respecto a la meta que se muestra en los indicadores cuyas unidades son porcentajes, es absoluta.

Con base en las metas establecidas por la SENER, si el indicador se encuentra por debajo de la meta mínima se considera "Insuficiente". En caso que el indicador se encuentre entre la meta máxima y mínima se considera "Aceptable". Finalmente, si el indicador se encuentra por encima de la meta máxima se considera Sobresaliente.

Causas de las desviaciones y acciones correctivas

– Proceso de crudo / rendimientos de destilados

Causas de desviación:

Refinería de Cadereyta

- Ajuste a los programas de proceso y producciones de enero a abril por altos inventarios de gasóleos de Coquer, derivado del incidente de la Hidrodesulfuradora de Gasóleos en 2010.
- Correctivo en torre atmosférica de la planta Combinada No.2 en mayo y retraso en la reparación de la Combinada No.1 en junio.
- Ajuste de proceso en julio por altos inventarios de gasolina de bajo octano por catalizador agotado en U-400-2, en agosto por cambio de catalizador en U-400-2 y en agosto-septiembre por altos inventarios de gasóleos por correctivos en FCC-1 y 2, en octubre altos inventarios de gasóleos de coquer por correctivo en compresor GB-3800.

Refinería de Madero

- Ajuste de proceso por altos inventarios de gasolina amarga y desulfurada en enero y febrero por correctivos en reformadora U-901 y en agosto derivado de días de mas en rehabilitación de U-300, en marzo por problemas operativos en la planta Coquer en noviembre y diciembre altos inventarios de gasóleos de coquer por retraso de puesta en operación de Hidro de gasóleos.
- Falla eléctrica general en agosto y septiembre.
- Correctivo en planta Maya en agosto, septiembre y octubre.

Refinería de Minatitlán

- Ajuste de proceso en mayo, junio y julio por altos inventarios de gasolina amarga y desulfurada.

-
- Fallas eléctricas en enero, marzo, abril.
 - Correctivo en agosto en preparadora de carga No. 3, en septiembre Planta Maya en proceso de estabilización y en octubre, noviembre y diciembre correctivo en líneas de proceso de esta planta.

Refinería de Salamanca

- Ajuste al programa de proceso y producciones en febrero, mayo, y de julio a diciembre por baja demanda de combustóleo.

Refinería de Salina Cruz

- Contingencias ambientales: En junio origina retraso en la carga de barcos forzando reducción de proceso, en julio sale la primaria No.1 por inundación ocasionada por lluvias.
- Falla de servicios auxiliares en agosto sale Primaria No.1.
- En septiembre primarias 1 y 2 salen de operación por falla eléctrica.
- Ajuste de proceso en agosto por altos inventarios de gasóleos de vacío por correctivo en FCC-1, en diciembre se ajusta proceso a la baja para consumir inventarios de productos intermedios generados por paros no programados de plantas de hidrosulfuración de naftas y destilados intermedios.

Refinería de Tula

- Ajuste a los programas de proceso y producciones en enero y febrero por baja comercialización de combustóleo y asfalto.
- Fuerza mayor, en junio por incidente en la planta reductora de viscosidad y combinada No. 1.
- Correctivo en Combinada 2 en abril y Catalítica # 2 en julio, en octubre y diciembre correctivo en calentadores de combinada 2.

Acciones correctivas o de mejora (2. MDO y 13. Mantenimiento de refinerías):

Continuar con la implementación del Proyecto Pemex-Confiable y Mejora al Desempeño Operativo en las 6 refinerías del Sistema Nacional de Refinación (SNR).

– **Gasolina UBA producida / gasolina total producida**

Causas de desviación:

Refinería de Cadereyta

Afectación en plantas catalíticas por ajuste de proceso de crudo en mayo y en junio por retraso en mantenimiento de planta FCC 1. Mantenimiento a FCC 1 por alta pérdida de catalizador en septiembre.

Refinería de Salamanca

Correctivo en planta reformadora 2 en el mes de mayo; Correctivo en la planta de Alquilación en junio, en octubre la reformadora 2 disponible por falta de carga derivado del bajo proceso de crudo.

Refinería de Tula

Inestabilidad en la operación de las plantas HOil e Hidrodesulfuradora de Gasóleos, además de que el 2º tren de la planta HOil entró en operación hasta el 10 de diciembre, en julio y agosto días adicionales en correctivo de FCC-2, en noviembre correctivo en hidrodesulfuradora de gasóleos, en diciembre correctivo en FCC-1 y falta de isobutano en alquilación.

Acciones correctivas o de mejora (2. MDO y 13. Mantenimiento de refinerías):

Continuar con la implementación del Proyecto Pemex-Confiable y Mejora al Desempeño Operativo en las 6 refinerías del Sistema Nacional de Refinación (SNR).

– Utilización de la capacidad de coquización

Causas de desviación:

La planta coquizadora de Cadereyta bajó su proceso a 60% desde septiembre de 2010, debido al incidente sucedido en la planta Hidrodesulfuradora de Gasóleos. Dicha planta re-inició operaciones a finales de marzo de 2011.

La planta coquizadora de Madero bajó su proceso en los primeros tres meses del año, debido a que estuvo fuera de operación la planta combinada BA y por problemas de confiabilidad de su equipo de manejo de coque y mecanismo de apertura y cierre de las tapas del fondo y domo de los tambores de coquización, los cuales han provocado paros no programados.

Adicional a lo anterior, en septiembre quedaron fuera las plantas Hidrodesulfuradora de Gasóleos U-502 y la planta de Desintegración Catalítica FCC-2 para la rehabilitación general programada, lo que aunado a la salida de la planta Maya para la reparación de la línea de transfer, ocasionó una sensible disminución en la capacidad de la Coquizadora.

Acciones correctivas o de mejora (13. Mantenimiento de refinerías):

Continuar con la implementación del Proyecto Pemex-Confiabilidad en las 6 refinerías del Sistema Nacional de Refinación (SNR).

Asimismo, cabe señalar que en la planta Coquizadora de Cadereyta se efectuaron desconchados en línea, preventivos a los serpentines de los calentadores de carga.

En la planta Coquizadora de Madero se efectuó limpieza mecánica a los tubos de los condensadores tipo soloaire del domo del Blow Down, se contrató servicio y mantenimiento para reparar las grúas de manejo de coque e incrementar su confiabilidad, se efectúa contrato de

mantenimiento y servicio para incrementar la confiabilidad del sistema de apertura y cierre de las tapas de los tambores.

– **Índice de intensidad energética**

Causas de desviación:

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, lo que reduce su eficiencia en casi 10 unidades; altos consumos de energía por baja eficiencia en trenes de precalentamiento; altos consumos de vapor por baja recuperación de condensado; baja eficiencia en calentadores, calderas y turbogeneradores por obsolescencia de dichos equipos, y altos envíos de vapor de baja y media presión al desfogue, por falta de infraestructura de recuperación.

Acciones correctivas o de mejora (5. Uso eficiente de energía):

Con la estabilización de las plantas del SNR, el incremento en la confiabilidad del área de Fuerza y Servicios Principales, soportados en el Proyecto Pemex-Confiabilidad en las 6 refinerías del Sistema Nacional de Refinación (SNR), así como la implementación de los diversos proyectos contenidos en la cartera de proyectos para el período 2011-2016 y las iniciativas que se están reportando dentro del proyecto de Mejoramiento del Desempeño Operativo, (MDO) de Pemex-Refinación, se pretende ir reduciendo la brecha paulatinamente de este indicador, lo cual se debe soportar mediante la gestión y otorgamiento en tiempo y forma de los recursos presupuestales.

Los centros de trabajo (Minatitlán, Salamanca, Salina Cruz y Tula) ya registraron un proyecto integral para el uso eficiente de la energía a mediano y largo plazo, mientras que en la refinería de Madero se cuenta con proyectos autorizados de alto impacto para la disminución

del IIE, por otro lado, la refinería de Cadereyta actualmente realiza trámites para registrar un proyecto similar a las demás refinerías.

– **Utilización de la capacidad de destilación equivalente**

Causas de desviación y acciones correctivas o de mejora:

Igual al punto anterior.

– **Productividad laboral en refinerías**

Causas de desviación y acciones correctivas o de mejora:

Igual al punto anterior.

– **Participación de los diferentes medios de transporte (Ductos)**

Causas de desviación:

La desviación en 1.1 puntos porcentuales del transporte por ducto realizado respecto a la meta establecida, se debe:

- Principalmente a que la refinería de Cadereyta estuvo fuera de operación por fallas en plantas a finales de abril y se prolongó su mantenimiento de mayo a mediados de junio de 2011. La refinería de Tula bajó proceso por falla en plantas en junio, así como la refinería de Madero por correctivo en planta maya en septiembre y parte de octubre; debido a lo anterior se ocasionó que se hicieran ajustes a los programas de crudo hacia las refinerías de Tula, Cadereyta y Madero, afectando la participación del transporte por ducto.
- Refinerías de Tula y Salamanca observaron altos inventarios de COPE en noviembre y diciembre. La refinería de Salamanca tuvo proceso bajo durante octubre, noviembre y parte de diciembre.

Acciones correctivas o de mejora (13. Mantenimiento de refinerías):

Continuar con la implementación del Proyecto Pemex-Confiability en las 6 refinerías del Sistema Nacional de Refinación (SNR).

Por otra parte, Pemex-Refinación busca maximizar el movimiento de productos por los medios de transporte más económicos, sin embargo, la logística se ve afectada en ocasiones por factores externos (aumento o contracción de la demanda de productos) y los mantenimientos extraordinarios a las instalaciones y equipos.

– Días de autonomía de Pemex Diesel en terminales

Causas de desviación:

Se registró una desviación de 0.63 días respecto a la meta, debido principalmente a los siguientes factores:

- La refinería de Madero en octubre y noviembre presentó retrasos en la entrada en operación por mantenimiento correctivo de la planta Maya, retrasando la entrada en operación de las plantas FCC-1 y la Hidrodesulfuradora de Gasóleos de Vacío reduciendo su proceso en 44 MBD.
- Durante octubre y noviembre se presentaron altos inventarios de COPE en las refinerías de Tula y Salamanca bajando el proceso en 20 MBD y 19 MBD, respectivamente, este incremento en el COPE se debió principalmente a los problemas de salidas en la refinería de Salamanca hacia Manzanillo por las afectaciones al puente de Armería dejando su proceso en 120 MBD.
- El retraso en la entrada en operación de la U-24000 en la refinería de Minatitlán afectó la producción de Diesel UBA por 14 días con un déficit promedio de 14 MBD.
- La salida de operación de los BTs Bicentenario por refaccionamiento y del Chicontepec por fuera de servicio, el retraso en el envío del BT Nuevo Pemex III al litoral del pacífico y la salida

de operación de los Chalanos 579 y 585 en la TAR de La Paz, afectó la logística de los ciclos de los Cabotajes en este mismo litoral retrasando la entrega de Diesel principalmente,

- Durante este último trimestre continuaron las 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, afectando nuevamente los inventarios a nivel nacional.
- Durante diciembre queda fuera de operación la planta Maya en la refinería de Minatitlán, debido a un poro que se presentó en una línea y aunado a eso se presentó falla de servicios auxiliares, bajando el proceso en 20 MBD.
- Durante diciembre la planta U-24000 volvió a salir de operación debido a la falla en su compresor, afectando la producción de Diesel UBA en esta refinería.
- Durante diciembre se presentó la problemática de falta de presupuesto, lo que afectó de manera considerable y puntual los trasposos por ATs a nivel nacional.
- Durante diciembre se presentaron varios cierres de puertos en el litoral del golfo los días del 3 al 7, del 17 al 18 y del 23 al 26, lo que afectó de manera importante el suministro de los productos por cabotaje.

Acciones correctivas o de mejora (10. Almacenamiento de productos):

En las reuniones operativas diarias, en las que participan las áreas que intervienen en la logística de suministro de productos del Sistema Nacional de Refinación, se establecieron prioridades y acciones complementarias para cubrir la demanda programada de producto, tales como trasposos extraordinarios entre TARs, adecuación en los programas de suministro por los distintos medios de transporte y ajustes a los requerimientos de importación.

– **Días de autonomía de crudo en refinerías**

Causas de desviación:

Con base en los criterios definidos para revertir los resultados económicos adversos del Organismo, se definió un cambio en la estrategia de inventarios de crudo en el SNR, el cual se estableció bajo criterios económicos (nivel óptimo).

Acciones correctivas o de mejora (11. Almacenamiento de petróleo crudo / 13 Mantenimiento de refinerías):

Continuar con los trabajos de rehabilitación de tanques que permitan la flexibilidad suficiente para alcanzar los días de autonomía óptima que requiere el SNR.

– **Avance en modernización de Sistemas de Medición (SIMCOT)**

Causas de desviación:

Declaración de licitación P0-LI-917-010 desierta.

Suspensión temporal de los servicios contratados con la empresa Telvent Canadá Ltd., en tanto se adquiere la instrumentación y el equipo de control de campo necesario para el desarrollo de los servicios.

Acciones correctivas o de mejora (22. Automatización y control de procesos):

Se inició nuevo proceso licitatorio con número P1LI025002.

- Para la contratación de bienes y servicios para la “Actualización y estandarización de la instrumentación y equipos de control de campo de siete SIMCOTs y siete Sistemas Integrales de Control Contra incendio (SICCI)” en TARs de la Gerencia de Almacenamiento y Reparto Centro, en la que se adquirirían equipos necesarios para que la compañía Telvent Canadá LTD desarrollara parte de los servicios contratados en los pedidos 522-CS-0-00084,

073, 077, 080, 074, 083, 087; se procedió a realizar gestiones necesarias ante la GRM e ITS suspendiendo temporalmente la ejecución de estos pedidos del 19 de enero 2011 al 29 de agosto 2011.

- Se inició por segunda ocasión Licitación Pública Internacional P1LI025002, concretándose la contratación el 24 de agosto 2011 con un plazo de 270 días; iniciando el 25 de agosto 2011. Actualmente se encuentra en proceso de ejecución.
- Para las partidas 1, 2, 3 4,10, 11, 12 y 13 la compañía Telvent Canadá LTD ha entregado lo correspondiente a las 7 TARs. Como se describe en el apartado correspondiente se encuentran en proceso distintas acciones para reducir los tiempos de contratación y ejecución.

– **Avance en modernización de Sistemas de Medición (SCADA)**

Causas de desviación:

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, para atención del requerimiento de infraestructura por parte de la DCTIPN.

Acciones correctivas o de mejora (22. Automatización y control de procesos):

Como se describe en el apartado correspondiente, se encuentran en proceso distintas acciones para reducir los tiempos de contratación y ejecución.

Indicadores con carácter informativo:

- Margen variable de refinación

En 2011 el Sistema Nacional de Refinación (SNR) registró un margen variable de -0.09 dólares por barril de crudo procesado, que en comparación con el obtenido en 2010 fue superior en 0.12 dólares por

unidad de crudo procesado. Este incremento es resultado principalmente de un efecto favorable en precio, consecuencia de la elevada volatilidad observada en el mercado petrolero internacional entre ambos períodos de comparación.

- Aprovechamiento de la capacidad de transporte por ducto

En 2011 los sistemas de ductos reflejaron un decremento en el volumen total transportado de 1,802.9 millones de toneladas kilómetro respecto a 2010, esto como resultado del decremento en el movimiento de crudo por el orden de 1,887.5 millones de toneladas kilómetro; debido principalmente a la salida de plantas a mantenimiento en las refinerías de Cadereyta y Madero.

Asimismo, los sistemas de poliductos reflejaron un incremento en el volumen transportado de 84.6 millones de toneladas kilómetro con respecto a 2010, (2.6% en el movimiento de Gasolinas, 7.4% en el movimiento de turbosina y -3.4 en el movimiento de Diesel). Dicho crecimiento se registra principalmente en los poliductos Cadereyta-Satélite, Brownsville-Reynosa-Cadereyta y a la puesta en operación del ducto CPI-Azcapotzalco con Pemex Diesel UBA.

- Volumen total transportado

Durante 2011 se transportó un volumen de 73,616.3 millones de toneladas kilómetro de crudo y productos petrolíferos; de los cuales, el 57.9% se realizó por ducto, 33.3% por vía marítima, 6.0% por auto tanque y el restante 2.8% por carrotanque.

Comparado con 2010, se registra un decremento del 1.8% en el volumen total transportado, explicado principalmente por el decremento, a nivel sistema, de 5.6% en el transporte de crudo y un incremento del 1.3% en el transporte de petrolíferos.

7.1 Proyectos de inversión en devengable

7.1.4 Ejercicio del presupuesto de inversión

Pemex-Refinación: avance del ejercicio presupuestal del programa de inversiones en devengado, enero-diciembre 2011
(millones de pesos)

GF FUNCIÓN Al	AP	Presupuesto original anual (1)	Presupuesto modificado anual (2)	Presupuesto al periodo (3)	Ejercicio al periodo (4)	Variación		Particip. en la variación (1)	Avance del ejercicio Autorizado	
						Absoluta (5) = (4) - (3)	Relativa (6) = (5) / (3)		(8) = (4) / (1)	9 = (4) / (2)
1	Buen Gobierno	35,541.0	26,078.4	26,078.4	25,226.9	-851.5	-3.3	100.0	71.0	96.7
	001 Función Pública y buen gobierno	13.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	100.0
	Desarrollo Económico	13.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	100.0
3	Producción de petróleo crudo, gas, petrolíferos y petroquímicos y mantenimiento de instalaciones	35,527.4	26,078.3	26,078.3	25,226.9	-851.5	-3.3	100.0	71.0	96.7
	Minatitlán	17,791.8	14,223.3	14,223.3	13,475.5	-747.8	-5.3	87.8	75.7	94.7
	Construcción de planta desmineralizadora de la Refinería de Cadereyta	1,670.0	3,504.1	3,504.1	3,504.1	0.0	0.0	0.0	209.8	100.0
	Estudio de pre inversión para la Refinería de Salamanca	0.0	18.6	18.6	18.6	0.0	0.0	0.0	-	100.0
	Estudio de pre inversión para un nuevo tren de refinación en Tula, Hidalgo	1,014.8	437.6	437.6	437.6	0.0	0.0	0.0	43.1	100.0
	Conversión de Residuales de la Refinería de Salamanca	0.0	3.4	3.4	3.4	0.0	0.0	0.0	0.0	100.0
	Otras inversiones	3,086.3	69.5	69.5	69.5	0.0	0.0	0.0	2.3	100.0
227	Distribución de petróleo crudo, gas, petrolíferos y petroquímicos y mantenimiento de instalaciones	11,604.8	10,102.9	10,102.9	9,355.0	-747.8	-7.4	87.8	80.6	92.6
	Infraestructura para incrementar la capacidad del sistema de Almacenamiento y Distribución Tuxpan - México	6,349.5	4,377.3	4,377.3	4,273.7	-103.6	-2.4	12.2	67.3	97.6
	Modernización Flota mayor	1,106.1	845.8	845.8	845.8	0.0	0.0	0.0	76.5	100.0
	Implantación del sistema SCADA a siete poliductos de la Red Nacional de Ductos de Pemex Refinación	312.0	259.9	259.9	259.9	0.0	0.0	0.0	83.3	100.0
	Terminal de Almacenamiento y Distribución Tapachula	619.5	124.8	124.8	124.8	0.0	0.0	0.0	20.1	100.0
	Reemplazo parque vehicular de autos tanque propios	0.0	20.8	20.8	20.8	0.0	0.0	0.0	-	100.0
	Otras inversiones	27.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
228	Comercialización de petróleo crudo, gas, petrolíferos y petroquímicos y mantenimiento de instalaciones	4,284.0	3,126.0	3,126.0	3,022.4	-103.6	-3.3	12.2	70.6	96.7
	Otras inversiones	119.6	91.0	91.0	91.0	0.0	0.0	0.0	76.1	100.0
230	Entorno ecológico	11,266.6	7,386.7	7,386.7	7,386.7	0.0	0.0	0.0	65.6	100.0
	Estudio de pre inversión para ingenierías básicas de Calidad de Combustibles	1,230.9	1,103.8	1,103.8	1,103.8	0.0	0.0	0.0	89.7	100.0
	Calidad de los combustibles	9,287.1	5,786.5	5,786.5	5,786.5	0.0	0.0	0.0	62.3	100.0
	Tren energético de la Refinería de Minatitlán	0.0	5	5.5	5.5	0.0	0.0	0.0	0.0	100.0
	Construcción de una planta tratadora de aguas amargas en la refinería Madero	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Otras inversiones	748.6	492.0	492.0	492.0	0.0	0.0	0.0	65.7	100.0

Causas de las variaciones más importantes.

Actividad institucional 226 “Producción de petróleo crudo, gas, petrolíferos y petroquímicos y mantenimiento de instalaciones”:

- Otras inversiones
 - Mantenimiento en refinerías. Reprogramación de compromisos y algunos pagos hacia 2012, incumplimiento en la entrega de facturación y en la entrega de materiales por parte de proveedores, desfase en los trabajos a realizar por reprogramación de los mismos.

Actividad institucional 227 “Distribución de petróleo crudo, gas, petrolíferos y petroquímicos y mantenimiento de instalaciones”:

- Otras inversiones
 - Sostener la operación de las terminales. Atraso por parte de los proveedores en la entrega de materiales así como en la entrega de facturación, en algunos casos no se formalizó la contratación y esto originó un desfase que llevó a una reprogramación en los trabajos y por consiguiente en los pagos.

Principales proyectos de inversión

El estado de los principales proyectos de inversión se resume en el cuadro siguiente:

Pemex-Refinación: principales proyectos de inversión, avance físico y financiero a diciembre de 2011		Costo total (*) (mm\$ 2011)	Avance financiero		Avance físico	Avance físico prog
Clave	Nombre del Programa o Proyecto		Programado	Real		
205 99 205	Reconfiguración Minatitlán <u>1/</u>	55,758.0	99.5%	97.6%	99.3%	99.9%
0518TZZ0001	Calidad de los Combustibles <u>2/</u>	31,939.8	33.9%	32.8%	41.5%	53.4%
0618T4M0003	Estudio de pre inversión para Calidad de los Combustibles	3,581.7	81.0%	71.3%	64.3%	76.3%
0318T4M0038	Implantación del sistema SCADA 7 poliductos	1,637.9	80.5%	62.4%	72.0%	80.1%
0218T4M0014	Construcción de planta desmineralizadora de la Refinería de Cadereyta	523.7	100.0%	100.0%	99.7%	100.0%
0318T4M0035	Libramiento del oleoducto de 24" DN Madero-Cadereyta y poliducto 12" DN Madero-Cadereyta en la zona urbana de Cd. Victoria, incluye construcción de estación de bombeo del poliducto	331.2	89.8%	89.8%	99.5%	93.6%
0818T4M0030	Implementación del Sistema SCADA en 47 sistemas de transporte por ducto de Pemex Refinación	1,406.5	18.7%	14.6%	8.0%	10.0%
0618TZZ0004	Conversión de residuales Salamanca	43,390.6	1.1%	0.6%	0.6%	0.5%
0318T4M0100	Modernización flota mayor	4,144.8	20.1%	19.7%	19.6%	19.6%
0718T4M0001	Infraestructura para incrementar la capacidad del Sistema de Almacenamiento y Distribución Tuxpan - México.	3,374.3				
	Estudio de pre inversión	171.4	96.5%	94.8%	99.7%	99.7%
	Obras <u>3/</u>	3,202.9	79.3%	72.3%	62.8%	72.0%
	Cumplimiento de la NOM-148	2,136.6				
	Rehabilitaciones, optimización e ingeniería <u>4/</u>	362.0	92.1%	91.0%	90.8%	89.0%
	Cumplimiento de la NOM-148 (plantas nuevas) <u>5/</u>	1,714.8	46.0%	33.5%	44.7%	44.7%
	Obras pendientes <u>6/</u>	59.8	36.6%	36.6%	74.7%	74.7%
0818T4M0023	Estudio de pre inversión para un nuevo tren de refinación en Tula, Hidalgo <u>7/</u>	8,157.7	14.3%	3.0%	16.3%	16.7%

Nota. Los avances son ponderados en función de su costo.

(*) Costos registrados en la cartera de inversiones vigente de la SHCP (planeados), indicados en el portal de la Gerencia de Análisis de Inversiones y Gasto Operativo de Pemex Refinación (30/mar/2011).

1/ El costo disminuyó con respecto al que se reportó en 2010 por ajuste en el tipo de cambio, que solicitó la Subdirección de Proyectos.

2/ Los datos de avance financiero programado y avance físico son preliminares.

3/ Costo total correspondiente a la fase gasolinas.

4/ El avance físico corresponde al ponderado de tres obras: Almacenamiento en TM Tuxpan y Poliducto./ disminución por ajuste de factores

5/ Datos correspondientes a 21 rehabilitaciones y un estudio con registro en la SHCP.

6/ Datos correspondientes a las plantas de azufre en Minatitlán (C0300201DA000) y Salamanca (D0300201DA000) con registro en la SHCP.

7/ Obras diversas con registro en la SHCP.

8/ Monto destinado al desarrollo de estudios, ingenierías conceptuales y básicas y obtener los permisos necesarios. Datos correspondientes al estudio de preinversión y a los trabajos de supervisión del nuevo tren.

Reconfiguración de Minatitlán



Reconfiguración de la refinería de Minatitlán

Objetivo

Incrementar la producción de combustibles de alto valor agregado para obtener 93 Mbd de gasolinas y 82 Mbd de diesel y turbosina, con un proceso óptimo de crudo de 246 Mbd (70 por ciento Maya).

Alcance

Construcción de once plantas de proceso (incluida una planta de coquización retardada), obra de integración, servicios auxiliares y la instalación de un gasoducto de 12" (12 km), oleoducto de 30" (12 km) y un hidrogenoducto de 10" (25.4 km).

Contratista (Paquetes IPC)

Paq. II – ICA FLUOR DANIEL S. de R.L. de C.V.
 Paq. III – DRAGADOS Proyectos Industriales de México, S.A. de C.V.
 Paq. IV – MINATRICO S. de R.L. de C.V.

Paq. I - Precios unitarios; Paq. II – Mixto; Paq. III al VI - Precios alzados

Avance del proyecto a Diciembre de 2011, IPC (%)

Por ciento	Físico		Financiero	
	Programa	Real	Programa	Real
99.9	99.9	99.3	99.5	97.6

Indicadores económicos (Millones de dólares)*

Costo total	3,559
VPN /1	53.3
TIR (%)	12.3

*Indicadores económicos (antes de impuesto)

/1 Indicador y costo total en revisión

Situación actual

Monto	Ejercido				Programado (en revisión)		Total (en revisión) (d)
	Acum. a 2007	2008	2009 (b)	2010	2012 (c)	2013+ (d)	
Total/1	2,915	407	43,746	4,818	948	-	55,758

1/ La suma de los valores anuales no reproduce el costo total, por encontrarse éste en revisión, 2007, 2010; Ejercicio cuenta pública; 2011 Adcc. 6 Ver. 6A; 2012 PEF Mov. Comp. 0E

a Incluye 248 MMUS\$ por concepto de reclamaciones de las contratistas para la terminación del proyecto.

b Incluye 38,173 MM de pesos, equivalente a 2394 MMUS\$ como reconocimiento de deuda y 3,049 MMUS\$ de la contratación del IPC's administración e intereses capitalizables acumulados hasta 2008, pesos 2011.

c Recursos para el cierre administrativo del proyecto.

d Monto actualizado a pesos 2011 del autorizado por SHCP en Agosto 2010 por 53,613 MMUS\$, equivalentes a la inversión autorizada en 2009 de 3,559 millones de dólares.

La Planta Hidrosulfuradora de Diesel (Bloque J) en operación normal con una carga promedio de 30,000 BPD de Diesel UBA. La Planta Hidrogeno en operación normal el Tren A y el tren B, al 70% de capacidad, enviando H2 al anillo de H2 de alta pureza (99.3%). La Planta Recuperadora de Azufre. Primer tren operando con el 1° bloque al 56%, el tren 2 al 56%, los trenes 3 y 4 están listos para operación, se encuentran presionados con Nitrógeno. En Aguas Amargas Los trenes 1 y 2 operando con carga de 8,800 BPD clu. J.- Los Trenes 3 y 4 disponibles para entrar en operación con cargas de Coquizadora Plantas del segundo bloque; La planta Combinada Maya se encuentra en operación y estabilizada con una carga de 110,000 BPD, todos los productos bajo especificación son enviados a tanques de almacenamiento existentes. A partir del 21 septiembre 2011 la planta pasó al control, resguardo, operación y mantenimiento del personal de la Refinería. En planta Catalítica actualmente se encuentra en operación con una carga de 35,000 BPD, gasolina producto dentro de especificación a almacenamiento, aceite decantado se encuentra alineado al tanque TV-10, aceite ciclico ligero alineado al TV-2008, todos los productos dentro de especificación son enviados a almacenamiento. Hidrosulfuradora de Gasóleos. Se realizaron pruebas de comportamiento el 3 de Diciembre, actualmente operando a 30,000 BPD. La Planta salió de operación debido a incidente en columna fraccionadora V-11052 ocasionado por rechazo de agua amarga la cual fue reparada y esta en proceso de re arranque. Planta de Alquilación U-18000 El día 28 de noviembre se dieron por concluidas satisfactoriamente las Pruebas de Comportamiento de la planta. Actualmente Unidad en operación con una carga de 7,500 BPD. La planta de alquilación U-19000. Se programa para el día 07 de enero la reunión para cierre de los pendientes del protocolo 22 puntos y convocar a la lectura con las autoridades del GDD y proceder al deshidratado de la Unidad. El Hidrogenoducto se encuentra en operación manual a condiciones normales. En plantas del 3er bloque: Planta Coquizadora El Tren 1 de la Planta de Coque entró a operar desde el 22 de diciembre de residuo de vacío de aprox. 23,000 BPD iniciando la producción de coque. Sección de fraccionamiento: Alimentación actual de residuo de vacío a la unidad es 27,000 BSPD. La Hidrosulfuradora de Nafte de Coque Planta en operación con una carga de 5,000 BPSD de mezcla de naftas Amarga Primaria, nafte de HDD y nafte de Coquización desde almacenamiento del tanque TV-2000. La Planta Regeneradora de Aminas: Planta en operación con circulación de amina y con ajustes en torre regeneradora de acuerdo con datos de laboratorio. Gas Acido hacia destofes. La única opción de obtención de recursos sería el dictamen de SFP fuera vinculatorio para obtener recursos supervenientes

Nueva capacidad de refinación



Nueva capacidad de refinación

Proyectos en planeación

Objetivo

Ampliar la capacidad de refinación para incrementar la oferta de destilados, disminuir importaciones y contribuir a la seguridad energética.

Alcance

Nueva refinería de 250 Mbd de crudo tipo Maya y proceso de residuales de la refinería existente. Este proyecto contará con las siguientes plantas: destilación combinada, coquizadora, hidrodesulfuradora (HDS) de naftas primarias, HDS de naftas de coquización, reformadora, HDS de destilados intermedios, HDS de gasóleos, unidad de desintegración catalítica (FCC), alquilación, HDS de gasolina catalítica, isomerización de butanos y pentanos, planta de hidrógeno, planta de azufre, planta de aguas amargas y tratamiento con dietanolamina, así como todas las instalaciones auxiliares y administrativas incluyendo los ductos necesarios para la recepción de materias primas y envío de productos.

Contratista

Por definir

Inversión* (millones de dólares)

Monto 1 /	Ejercicio		Programado		Total
	Acum. a 2009	2010	2012	2013+	
Preinversión	3	11	525.4	307.1	850
Inversión obra	0	0	160	10,056	10,216
Total	3	11	685.4	10,362	11,066
Cerca y Barda			5.1		11
Gran total	3	11	690.8	10,362	11,077

*Acumulado a 2006, - 2010: Ejercicio cuenta pública; 2011 Adec. 6 Ver. 6A; 2012 PEF Mov. Comp. 0E; Programado 2013- de acuerdo al ACB.

Actividades relevantes *

Actividades	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
FEL I	abr	dic							
FEL II		jun		Nov					
FEL III				Nov	Nov				
Contratación de IPC				May	Jul				
Ejecución				oct					
Terminación y estabilización							oct	mar	jun

IPC: Ingeniería, Procura y Construcción.

www.pemex.com Considera la Ingeniería Conceptual desarrollada.

Tipo de contrato

Por definir

Avance del proyecto a Diciembre de 2011 (%)

	Físico, %		Financiero*, %	
	Programa	Real	Programa	Real
Preinversión	16.7	5.0	14.3	3.0

Avances en función del nuevo monto.

Indicadores económicos* (millones de dólares)

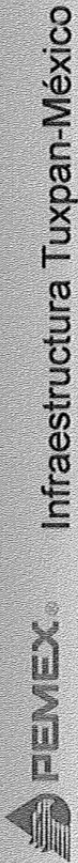
Costo total	11,066
VPN	287
TIR, %	12.5

* Después de impuestos. Estimado de costo Clase IV (-35/-20%)

Observaciones

- Etapa FEL II acreditada.
- En proceso de autorización ante SHCP el cambio de monto y alcance del estudio de preinversión.
- Con la autorización del Consejo de Pemex a los términos y condiciones del contrato para licitación del PMC-FEED que desarrollará la ingeniería básica y básica extendida, se inició el proceso licitatorio.
- Están en elaboración los estudios de ingeniería para reubicación de canales de riego y basureros que están dentro del predio, así como del potencial geohidrológico, y la reubicación de líneas de alta tensión.
- Se prevé la contratación del IMP para el desarrollo de ingenierías básicas y básicas extendidas de ductos
- En septiembre se contrató a la UNAM para el estudio de Impacto Ambiental (MIA's) para la refinería y los ductos. Se concluyó el estudio de Impacto Ambiental para el acondicionamiento de sitio en el predio.
- Continúa en negociación el convenio de colaboración con el Gobierno de Hidalgo.

Sistema de almacenamiento y distribución Tuxpan-México



Objetivo

- Garantizar el suministro de combustibles a la zona metropolitana a un costo mínimo, con una operación eficiente y segura, incrementando la capacidad de almacenamiento y transporte por ducto y los días de autonomía de la terminal de Tuxpan.
- Ampliar la capacidad de almacenamiento en la terminal de Tuxpan en 500 Mb y reducir los tiempos de descarga de destilados.
- Ampliar la capacidad del poliducto Cima de Togo -- Venta de Carpio de 70 a 140 MBD.

Alcance

- Construcción de un Poliducto de 103 km de 18" D.N. entre Cima de Togo y Venta de Carpio; de una estación de bombeo en Beristain y actualización de estaciones.
- Ampliación de la capacidad de almacenamiento de Tuxpan mediante la construcción de cinco tanques de 100 Mb cada uno.
- Definición de opciones de descarga de productos en la Terminal Marítima Tuxpan con la construcción de un muelle marginal o la instalación de una monoboya.

Contratista

Tubería: PROCARSA/Poliducto 18: ARB Arendall/ Estación Beristain: Abengoa México / 5 Tanques: Tradeco
 Tipo de contrato: Precio Unitario, a excepción de Tradeco (P. Alzado y P. Unitario)

Inversión* (millones de pesos)

Nota: Las cifras pueden no coincidir por redondeo

Monto	Ejercido						Programado	Total
	2007	2008	2009	2010	Ene.-Dic 2011	2012		
Estudios	11	75	85	0	0	0	0	171
Ejecución	0	68	622	856	770.3	780.2	106.6	3,203
Total	11	143	707	856	770.3	780.2	106.6	3,374

*2007- 2010: Ejercicio cuenta pública; 2011 Adesc. 6 Ver. 6A: 2012 PEF Mov. Comp. 0E, Mecanismo de Planeación 2013 +.

Actividades relevantes

	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Bases de usuario	jul					
Contratación de estudios	ago					
Contratación de ingenierías		abr				
Desarrollo de ingenierías		may-dic				
Bases de licitación IPC		dic ¹	mar ³	feb ²		
Contratación del IPC			may ^{1,2} oct ³	abr ²		
Procura y construcción			jun ^{1,4} oct ³	abr ²	Oct ^{1,2} Dic ³	Ene ⁵
Terminación y arranque					Jun ¹ Nov ² oct ¹	Jul ³ Dic ³

www.pemex.com

1. Poliducto; 2. Estación Beristain; 3. Tanques de almacenamiento; 4. Actualización de estaciones; 5. Modernización Casa de Bombas Tuxpan

Avance del proyecto a Diciembre de 2011 (%)

Ejecución	Físico*		Financiero *	
	Programa	Real	Programa	Real
72.0	62.8	79.3	72.3	

*Avance que considera cambio de alcance

Indicadores económicos* (millones de pesos)

Costo total**	3,374
VPN	2,337
TIR (%)	20.8

Observaciones

- **Poliducto de 18"** -- Los primeros 21.85 km están en operación, lo cual contribuyó al incremento de flujo, de 110 MBD a 120 MBD.
- Falta por liberar 562 metros correspondientes al DDV. Se tienen reprogramados para enero 2012 la puesta en operación del segundo tramo hasta Xihuingo (Km 45+109) y al tercer tramo el 15 de marzo 2012.
- **Actualización de 3 estaciones de bombeo: Terminado en Julio**
- **Almacenamiento:** Nuevo convenio D-2 con fecha de terminación 23 de diciembre del 2011. Nuevo convenio anexo D-3 se encuentra en trámite de autorización, el cual considera una fecha de terminación a Septiembre de 2012. Se reprograma la terminación de los tanques TV-112 y TV-113 para marzo 2012 y el resto para julio del 2012.
- **Estación de Bombeo Beristain:** La instalación de las dos turbinas marca Solar Modelo Centauro 40 en la Estación de Rebombeo terminada.
- Se concluyó la interconexión con poliducto de 18" en Noviembre de 2011.
- Se inauguró la Estación Beristain el 22 de diciembre 2011.
- Se tramita la ampliación en monto y plazo del contrato por obras adicionales y extraordinarias; fecha de terminación 31 de Diciembre 2011.

Calidad de combustibles, fases gasolina y diesel



Calidad de Combustibles - Fase Gasolinas (1/2)

Objetivo

Integrar al SNR la infraestructura necesaria para producir gasolinas con calidad Ultra Bajo Azufre (UBA), que le permitan dar cumplimiento a la especificación establecida en la NOM-086-SEMARNAT-SENER-SCFI-2005.

Alcance

- 8 Unidades ULSG (212 MBD),
- 8 Unidades Regeneradoras de Amina (216 M³/H)
- 1 Purificadora de Hidrógeno (16 MMPCSD)
- 2 Tanques de Almacenamiento (200 MB)
- 2 Turbogeneradores (63 MW)
- 2 Compresores Booster (500 Mm³d)
- 8 Subestaciones Eléctricas
- 3 Mezcladores Automáticos en Línea
- 5 Desfogues de Gas Ácido
- 6 Desfogues de Hidrocarburos

Nota: Adicionalmente considerar la adaptación de 13 tanques de almacenamiento existentes. ULSG: gasolina ultra bajo azufre, MMPCSD: millones de pies cúbicos estándar diarios

Contratista:

PAQUETE 1 TULA-SALAMANCA: SAIPEMSAIMEXICANA
 PAQUETE 2 CADEREYTA-MADERO: CIA. ICA FLUOR DANIEL
 PAQUETE 3 SALINA CRUZ-MINATITLAN: ICAFLUOR DANIEL

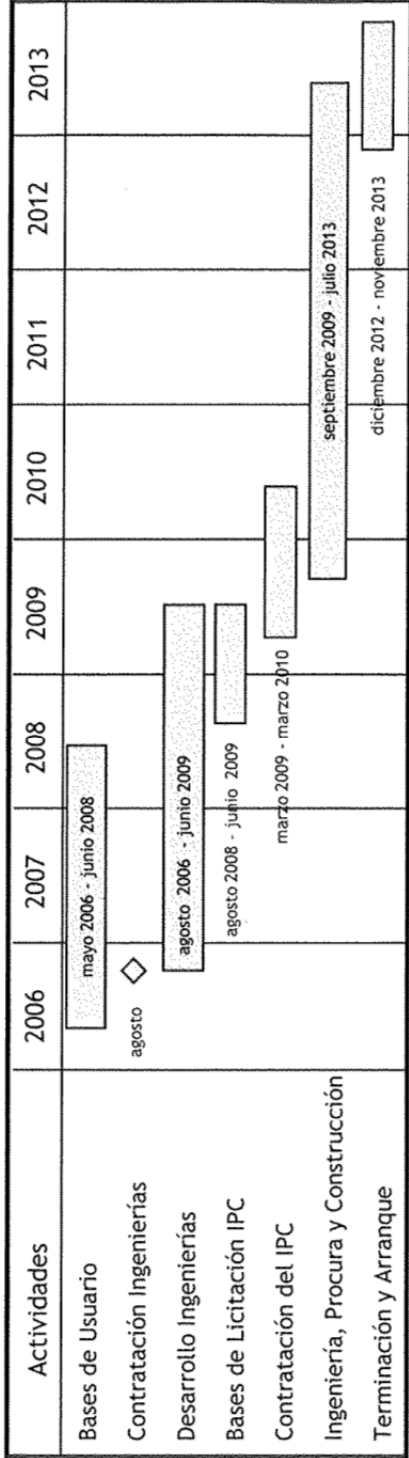
Tipo de contrato: mixto

Actividades relevantes

	Físico		Financiero	
	Programa	Real	Programa	Real
Por ciento	53.4	41.5	33.9	32.8

Avance del proyecto a Diciembre de 2011 (%)

Avance del IPC, no considera el avance de las etapas FELI a FEL III (13 %)





Calidad de Combustibles - Fase Gasolinas (2/2)

Inversión⁽¹⁾ (millones de pesos)

Monto	Ejercido ⁽¹⁾					Programado		Total
	Acum. a 2008	2009	2010	Ene- Dic 2011	2012	2013+		
Estudios y administración	697	122	289	436	184	49	1,777 ⁽²⁾	
Ejecución	0	464	3,249	6,141	9,963	11,317	31,134 ⁽³⁾	
Total	697	586	3,538	6,577	10,147	11,366	32,911	

1. Ejercicio 2006-2010 información de cuenta pública; pesos 2011. 2011 Adec. 6 Ver. 6A: 2012 PEF Mov. Comp. 0E.
2. El monto de 1,777 incluye los gastos del proyecto B3434006 (estudios de preinversión) de la fase de Gasolinas, así como la administración del proyecto de ejecución.
3. El monto de 31,134 incluye 69 MMUS\$ calendarizados en el ejercicio 2012 y que corresponden a Adecuación de Instalaciones en Pemex Refinación (55 MMUS\$) y Adecuación de Tanques (14 MMUS\$).

Indicadores económicos*

Costo total** = 32,911 millones de pesos

VPN = Cero

TIR = 12 %

Observaciones

Principales avances / hitos en el periodo (mes diciembre/2011)

- ✓ **Cadereyta- Madero:** Cadereyta alcanzó un avance físico real de 68.9% de un 69.4 programado y Madero de 55.5% respecto a un 64.7%. A la fecha se ha cumplido en tiempo con todos los eventos críticos del proyecto.
- ✓ **Ingeniería:** En Cadereyta la contratista propuso un plan de cierre para concluir diferentes especialidades de ingeniería en enero. En Madero, se incorporan comentarios del HAZOP para emitir DTI's de ULSG, URA'S e integración. **Procura:** Se logró el 100% de avance en los equipos críticos de ambos proyectos; continúan las diferentes etapas para equipos, materiales e instrumentación. **Construcción:** En Cadereyta se montaron 3 torres de proceso principales, se hacen preparativos para montaje del calentador a fuego directo, y se trabaja en trincheras aceitosa, pluvial y eléctrica. En Madero se montó el calentador a fuego directo de la planta USLG-2 y continúa para las estructuras metálicas en racks de todas las plantas, en donde se instalan circuitos de tubería de diferente diámetro y servicio. Se realiza la demolición de la cimentación del taller mecánico existente.
- ✓ **Tula-Salamanca:** Tula alcanzó un avance físico real de 43.5% de un 65.6% programado y Salamanca 44.7% con respecto a un programado de 71.9%
- ✓ **Ingeniería:** Continúa con atraso la emisión de planos de obra civil que ha impactado la procura y la construcción. En Tula continúan aplicándose las 158 recomendaciones del último reporte Hazop para todas las plantas. **Procura:** De un total estimado de 235 equipos críticos y principales, 134 cuentan con órdenes de compra (57%), continúa el proceso de recepción de dibujos, inspección de materiales, pruebas y recepción en sitio con demora respecto a las fechas contractuales. **Construcción:** Los proyectos registran lento avance en esta fase; en Tula se unen las secciones de la columna COhidro, se instala faldón, muriones y orejas para el izaje, en tanto que para Salamanca se iza este mismo equipo, así como la columna absorbidora de gas de recirculación DA-3202. En forma general se instala acero de refuerzo para equipos de proceso, así como candeleros y zapatas para racks de tuberías.
- ✓ **Salina Cruz-Minatitlán:** Salina Cruz alcanzó un avance físico real de 28.8% de un 36.4% programado y Minatitlán 30.8% con respecto a un 45.4% programado
- ✓ **Ingeniería:** En Minatitlán y Salina Cruz hay atraso por la demora en la liberación de la ingeniería de detalle de cimentaciones. Hay 2,306 isométricos en Rev. "A" y 307 en Rev. 0. En Minatitlán se editaron isométricos de tuberías correspondientes a los racks de integración. Se continúa con las actividades de revisiones cruzadas **Procura:** En Salina Cruz, de 646 equipos se han colocado órdenes de compra por 321 y se encuentran en sitio 10, sólo los reactores de pulido corresponden a equipos críticos. En Minatitlán de 149 equipos principales se logró un avance de 47%. El avance del equipo crítico es 78%. **Construcción:** Continúa la prefabricación, hincado y descabece de pilas para la cimentación de equipos, edificios y racks de tuberías, edificios y racks de tuberías.

www.pemex.com



Calidad de Combustibles - Fase Diesel (1/2)

Proyectos en planeación

Objetivo

Integrar al SNR la infraestructura necesaria para producir diesel con calidad Ultra Bajo Azufre (UBA), que le permitan dar cumplimiento a la especificación establecida en la NOM-086-SEMARNAT-SENER-SCFI-2005

Alcance

Infraestructura nueva

- 5 Unidades ULSD (153 MBD).
- 5 Unidades productoras de Hidrógeno (108 MMPCSD)
- 2 Unidades Purificadoras de Hidrógeno (37 MMPCSD)
- 4 Unidades de Recuperación de Azufre (500 T/D)
- 3 Unidades tratadoras de Aguas Amargas (30 MBD)
- 3 Tanques de Almacenamiento (210 MBD)
- 1 Turbogenerador (32 MW)
- 2 Calderas (400 T/H)
- 4 Torres de Enfriamiento (18.5 MGPM)

Infraestructura nueva

- 4 Compresores
 - 14 Subestaciones Eléctricas
 - 11 Sistemas de Desfogues
- #### Infraestructura a modernizar
- 17 Unidades ULSD (447 MBD)
 - 1 Unidad productora de Hidrógeno (52 MMPCSD)
 - 3 Unidades de tratamiento de Aguas Amargas (27 MBD)
 - 11 Unidades tratadoras con Amínia (602 m³/h)

ULSD: gasolina ultra bajo azufre, MMPCSD: millones de pies cúbicos estándar diarios, MGPM: Miles de galones por minuto

Actividades	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Bases de Usuario									
Contratación de Ingenierías		Agosto 2007 a Octubre 2008							
Desarrollo de Ingenierías	Noviembre 2007 (Cadereyta)				Marzo 2010 a Abril 2012 Resto SNR				
Bases de Licitación IPC (Cadereyta)	Noviembre 2007 a Agosto 2012								
Bases de Licitación IPC's (Resto)		Julio 2010 a Abril 2012							
Contratación de IPC's					Julio 2012 a Septiembre 2012				
Ingeniería, Procura y Construcción						Septiembre 2012 a Octubre 2013			
Arranque y estabilización								Octubre 2012 a Noviembre 2015	Marzo 2015 a diciembre 2015

Programa revisado (Dic/2011) bajo metodología tradicional de licitación (fechas estimadas, pendientes de ratificar al término del proceso de licitación)

www.pemex.com



Calidad de Combustibles - Fase Diesel (2/2)

Proyectos en planeación

Inversión⁽¹⁾ (millones de pesos)

Monto	Ejercicio				Programado		Total
	Acum. a 2008	2009	2010	Ene-Dic 2011	2012	2013+	
Estudios y administración ⁽²⁾	98	114	482	950	1,040	36	2,610 ⁽³⁾
Ejecución ⁽⁴⁾	0	0	0	0	27,761	32,512	60,273
Total	98	114	482	950	28,801	32,548	62,883

Indicadores económicos*

Costo total** 62,883 millones de pesos

VPN = Cero

TIR = 12 %

1. Información en flujo de efectivo, pesos 2011

2. Ejercicio 2006 a 2010 Información de cuenta pública: 2011 Adec. 6 Ver. 6A; 2012 PEF Mov. Comp. 0E; La suma de los valores anuales no reproduce el costo total, por encontrarse éste en revisión

3. El monto total de 2,610 del proyecto de Estudios y Administración, sólo incluye el correspondiente a la fase diesel.

4. Programa preliminar.

*Después de impuestos, **Grado de definición estimado de costos clase III (+20/-15%); FEL 3 (Cadereyta ISBL) y clase V (+50/-35%); FEL 1 (resto SNR)

** En proceso de gestión de registro ante SHCP. La inversión se recupera a partir del diferencial de precio al diesel

Principales avances / hitos en el periodo (mes de diciembre/2011)

- ✓ Se recibió de Avens el paquete de ingeniería para las plantas HDS nuevas y a remodelar de las refinerías de Madero, Minatitlán y Salina Cruz.
- ✓ Se recibió de Haldor Topsøe el paquete de ingeniería para las plantas HDS nuevas y a remodelar de las refinerías de Tula y Salamanca.
- ✓ Se solicitó al CSS elaborar Términos de Referencia y al IMP propuesta técnica-económica, para desarrollar paquete Ingeniería Básica de plantas Aguas Amargas de las refinerías de Tula y Salamanca.
- ✓ Haldor Topsøe continuo desarrollando paquete de Ingeniería Básica y corrigió codificación de documentos de la Planta de Hidrógeno de la refinería de Cadereyta.
- ✓ Se revisaron 34 anexos del contrato del ITB-1 de la refinería de Cadereyta.
- ✓ En validación los entregables, para acreditación del FEL III de la refinería de Cadereyta.
- ✓ Se entregó a Jacobs, perito independiente de refinería de Cadereyta, información técnica para preparar Dictamen "Factibilidad Técnica, Económica y Ambiental".
- ✓ Se concluyó homologación de tecnologías CB&I y Haldor Topsøe, Licenciadores de Recup. Azufre y Gener Hidrógeno en reconfiguración de refinería Salamanca.
- ✓ El IMP concluyó la selección de Licenciador de planta de Hidrógeno nueva de refinería de Salina Cruz, el seleccionado fue TECHNIP. DCO está dictaminando la razonabilidad de costos. Se determinó no remodelar la planta de Hidrógeno U-9 de refinería de Salamanca, porque se incluyó en el proyecto de residuales una planta Generadora de Hidrógeno con capacidad suficiente para atender las necesidades del proyecto DUBA de la refinería.
- ✓ Se continuó con el desarrollo de la ingeniería conceptual del OSBL, para las refinerías de Madero, Minatitlán, Salamanca, Salina Cruz y Tula.

Eventos o metas a alcanzar en los próximos meses

- ✓ Acreditación del FEL III para la Refinería de Cadereyta.
- ✓ Contratar las Ingenierías Básicas de las Plantas de Hidrógeno: Haldor Topsøe para las refinerías de Tula, Madero y Minatitlán; TECHNIP para Salina Cruz.
- ✓ Contratación de CB&I, para las Ingenierías Básicas de las plantas de azufre de las refinerías de Madero, Minatitlán y Salina Cruz.

Problemática que incide en el desarrollo del proyecto.

- ✓ Se tienen comentarios a las hojas de datos de equipos e instrumentos de los Libros de Proyecto, para las plantas Hidrodesulfuradoras de Destilados Intermedios de las refinerías de Madero, Minatitlán y Salina Cruz..
- ✓ El CSS informó atrasos en la emisión de documentos de la ingeniería de OSBL en las refinerías de Tula, Salamanca, Madero, Minatitlán y Salina Cruz.

www.pemex.com

Cumplimiento de la NOM-148-SEMARNAT-2006, relativa a la recuperación de azufre en los procesos de refinación del petróleo



Recuperación de azufre en Minatitlán y Salamanca (NOM-148)

Objetivo

Cumplimiento de la normatividad en materia ambiental NOM-148-SEMARNAT-2006, que establece que las refinerías deben recuperar un mínimo del 90% del azufre, para garantizar la calidad del aire y el bienestar de la población.

Alcance

Diseño, construcción y puesta en operación de plantas de recuperación de azufre mediante el proceso de bajo punto de rocío, en las Refinerías de Salamanca y Minatitlán, incluyendo la integración de las nuevas plantas a las instalaciones existentes.

Contratista

Salamanca: ISOLUX de México, S.A. de C.V.; Minatitlán: sin contrato.

Tipo de contrato

Mixto

Inversión* (millones de pesos)

Monto	Ejercido						Programado		Total
	Acum. a 2006	2007	2008	2009	2010	Ene-Dic 2011	2012	2013+	
Salamanca ^{1/}	0	2.1	27	15.6	88.9	393.8	226	0	867
Minatitlán ^{2/}	0	0	19.8	12.5	9.1	5.3	169	616	958
Total	0	2.1	46.8	28.1	98	399.1	395	616	1,825

2007- 2010: Ejercicio cuenta pública; 2011 Adec. 6 Ver. 6A: 2012 PEF Mov Comp OE, Mecanismo de Planeación 2013 **.

1/ La suma de los valores anuales no reproduce el costo total, por encontrarse éste en revisión

2/ Su costo está en proceso de actualización.

Actividades relevantes

	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Salamanca						
Bases y licitación	Ago		Abr			
IPC	Ago		Abr		Mzo	
Minatitlán (en revisión)	Ago					Ago
Bases y licitación	Ago			Oct		
Licitación y contratación ***						
IPC ***						

Nota: Las cifras pueden no coincidir por redondeo

www.pemex.com

Avance del proyecto a Diciembre de 2011 (%) *

	Físico		Financiero	
	Programa *	Real	Programa	Real
Por ciento	44.7	44.7	46.0	33.5

El avance físico es ponderado y consideró la planta de Salamanca en ejecución y la de Minatitlán en planeación. El avance financiero corresponde a las dos plantas (Minatitlán y Salamanca)

* Avance programado en revisión por el área administradora

Indicadores económicos** (millones de pesos)

Costo total	Salamanca	Minatitlán
	867	958

No se incluyen indicadores de rentabilidad por tratarse de un proyecto de costo.

**Grado de definición estimado de costos clase III (+25/-15%).

Observaciones

• Para Minatitlán se publicó la licitación el 6 de mayo de 2010 (licitación número 2010-18576012-021-10). El 9 de septiembre de 2010 se declaró desierta la licitación referida y se encuentra en revisión de capacidad por el área operativa. El ejercicio corresponde a sueldos y salarios del personal asignado y pago de viáticos.

• El avance del IPC de la planta de la Refinería de Salamanca alcanzó un avance físico del 76.1 % de un 100 programado; así como un 65.6 % de avance financiero real. Se concluyó la formalización del Segundo Convenio de Prorroga a la Fecha de Terminación del contrato, originado por la entrega tardía de Ingeniería APC de P. U., la nueva fecha de terminación es el 5-mzo-2012. Se analizó la afectación al prog. de P.A. por este evento.

Reconfiguración de la refinería de Salamanca



Reconfiguración de Salamanca

Proyectos en planeación

Objetivo

Reducir la oferta comercial de combustible y asfalto en la zona de Salamanca, mediante la construcción de una planta coquizadora, una planta de reformación catalítica, dos plantas de hidrotretamiento (nattas de coquer y gasoleos), una de hidrógeno y una de azufre; y el incremento de capacidad de la FCC, así como los servicios auxiliares y tanques necesarios, sin modificar sustancialmente el proceso de crudo; además de la modernización del tren de lubricantes.

Alcance

Reducir la oferta comercial de combustible y asfalto en la zona de Salamanca, mediante la construcción de una planta coquizadora, una planta de reformación catalítica, dos plantas de hidrotretamiento (nattas de coquer y gasoleos), una de hidrógeno y una de azufre; y el incremento de capacidad de la FCC, así como los servicios auxiliares y tanques necesarios, sin modificar sustancialmente el proceso de crudo; además de la modernización del tren de lubricantes.

Contratista

Por definir

Tipo de contrato

Por definir

Inversión* (millones de pesos)

Monto	Ejercido					Programado (en revisión)			Total
	2008	2009	2010	Ene-Dic 2011	2012	2013	2014	2015*	
Ejecución ^{1/}	13	161	114	390.6	5,268	14,610	11,363	11,471	43,391

*2008- 2010: Ejercicio cuenta públicas; 2011 Adec. 6 Ver. 6A; 2012 PEF Mov. Comp. 0E, Mecanismo de Planeación 2013 *.

1. El monto total incluye el estudio de pre inversión, referido al desarrollo de Ingenierías por un monto de 2,008 MM\$.S.

Actividades relevantes ^{1/}

Actividades	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Selección de tecnologías	ago	Jul						
Contratación ingenierías			Oct	Abr				
Desarrollo ingenierías			Nov		Mar			
Bases de licitación *				Feb	Jul			
Licitación del IPC *				Abr	Sept			
Ejecución del IPC *				Nov				Ago
Terminación y arranque							* Dic	Dic

^{1/} Información proporcionada por la Coordinación de Proyectos de Modernización y Ampliación de Capacidad Programa de arranque temprano de Coquizadora

www.pemex.com

Avance del proyecto a Diciembre de 2011 (%)

Por ciento	Físico		Financiero	
	Programa	Real	Programa	Real
	0.5	0.6	1.1	0.6

Indicadores económicos* (millones de pesos)

Costo total	43,391
VPN	9,351
TIR (%)	16.56

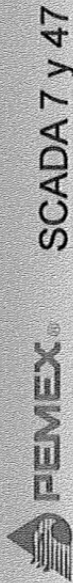
* Antes de impuestos. Estimado Clase IV (-35/-20%). De acuerdo con el registro en SHCP.

Observaciones

- Proyecto acreditado en su fase FEL-II, se tiene Vo. Bo. a estrategia de ejecución en fases, en la primera se construirá la planta coquizadora y plantas que permitan la incorporación de sus corrientes intermedias a la refinería. Como una segunda etapa se construirán las plantas que complementan los alcances del proyecto.
- Se cuenta con al ingeniería básica de la planta de coquización
- IMP trabaja como PMC y desarrollador de ingeniería FEED, en asociación con Fluor.
- En revisión técnica por el área de contratos para la formalización de contrato con Axens para conversión de la H-Oil a Hidro de gasoleos.
- Se formalizó contrato con UNAM, dictamen factibilidad técnica, económica y ambiental.
- Contrato con CFE reubicación de líneas de alta tensión, firmado
- El estudio de preinversión alcanzó un avance físico real de 21.19 % y un 20.91 de avance financiero.

Nota: Las cifras pueden no coincidir por redondeo

Proyectos SCADA



Objetivo

Monitorear, controlar y supervisar la operación y la seguridad de los sistemas de transporte de petrolíferos por ducto a través del sistema de supervisión SCADA en dos fases: siete poliductos de la Red Nacional de Ductos (RND) de Pemex Refinación (SCADA 7), así como 10 oleoductos, 3 combustoleoductos y 34 poliductos (SCADA 47).

Alcance

Desarrollo de ingeniería, suministro, hardware, software y centros de control para la implantación del sistema SCADA en la red nacional de ductos de Pemex Refinación. SCADA 7 integra 2,568 km (9% de la longitud total de la red de Pemex Refinación), mientras que SCADA 47 contempla 11,055 km (79% de la red).

Contratista

* Proceso de implantación concluido en los ductos del Valle de México (2% del total del RND)
 SCADA 7: Contrato de Ingeniería, suministro e instalación - Telvent Energía, S.A.; Contrato de Servicios de Supervisión - IMP;
 Contrato de hardware y software - Telvent Canadá Ltd. vía ITS; Contrato Centros de Control en proceso de formalización
 SCADA 47: En proceso de licitación.

Inversión* (flujo de efectivo - millones de pesos)

Monto	Ejercicio						Programado (en revisión)			Total
	Acumulado 2007	2008	2009	2010	Ene-Dic 2011	2012	2013+	2013	2014	
SCADA 7	224.6	10.4	265.2	384.8	137.0		351	265	1,638	
**SCADA 47	0	0	0.2	8.3	197.3		900	300	1,406	

2007-2010: Ejercicio cuenta pública , 2011 Adec. 6 Ver. 6A , 2012 PEF Nov. Comp. 0E.y , Mecanismo de Planeación 2013 *, mes:2011

Actividades relevantes

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
SCADA 7							
Bases técnicas y de concurso							
Licitación, contratación y ejecución del supervisor	ene-oct			may			
Licitación, contratación y ejecución del integrador	sep			may			
Contratación y ejecución de contratos de HW/SW y centros de control.			mar		feb		
Contratación de Centros de Control				may	Dic		
SCADA 47 (en revisión)							
Bases	ago		jun				
Procesos de contratación contrato de ejecución de contratos				ene-sep			
				oct			nov

www.pemex.com Nota: Las cifras pueden no coincidir por redondeo

Avance del proyecto a Diciembre de 2011 (%)

	Físico		Financiero*	
	Programa	Real	Programa	Real
SCADA 7	80.1	72.0	80.5	62.4
SCADA 47	10.0	8.0	18.7	14.6

Indicadores económicos* (millones de pesos)

	SCADA 7	SCADA 47
Costo total**	1,638	1,406.5
VPN	210	221
TIR (%)	15.48	15.89

*Cifras en pesos 2011 (después de impuestos) **Grado de definición estimado de costos clase II (+15/-10%) a pesos 2010: FEL 3.

- SCADA 47 – En licitación, se revisaron propuestas técnicas, el 27 de julio/11 se realizó la apertura de propuestas económicas, las cuales se analizaron, se dio fallo en septiembre y la formalizó contrato el 14 de octubre 2011. Contrato en ejecución , conforme a reprogramación del programa de ejecución.
- SCADA 7 – Concluido contrato de automatización, en proceso de ejecución. Hardware, Software y Centros de Control
- Centros de Control.- Se formaliza contrato espejo en SAP No. 4500405007, se tramitó pago de anticipo en diciembre 2011

Renovación de la flota petrolera



Renovación de la flota petrolera

Objetivo

Optimización del sistema de transporte marítimo y reducción de costos de operación del transporte de petrolíferos.

Diciembre 2011

Alcance

Adquirir cuatro buques de reciente construcción a través de un esquema de arrendamiento financiero a 10 años con opción a compra en una primera fase y un buque tanque restante, más cinco adicionales en una segunda fase mediante adquisición.

Contratista

FTapias México S. A. de C. V. /Blue Marine Shipping S. A. de C. V.

Tipo de contrato

Arrendamiento financiero con opción a compra / Compra

Inversión (millones de pesos)

Indicadores económicos (Millones de pesos)

Monto	Ejercicio						Total
	Acum. a 2006	2007	2008	2009	2010	Ene-Dic 2011	
4 BT's Arrendamiento	0	0	33	267	256	259.9	4,145
1+5 BT's Adquisición	0	0	0	0	0	23.8	3,069

Costo total	4 BT's Arrend.		1 BT Compra		5 BT Compra	
	4,145	503	154	504	16.8	
VPN	894	154	19.2			
TIR (%)	67					

Después de impuestos. De acuerdo a la información reportada en el Análisis Costo Beneficio presentado en junio de 2010.

*2007- 2010: Ejercicio cuenta pública; 2011 Adec. 6 Ver. 6A; 2012 PEF Mov. Comp. OE, Mecanismo de Planeación 2013 *

Observaciones

- El 13 de abril del 2011 se obtuvo el dictamen de procedencia del Sub-CAOS. Se llevan a cabo las acciones para la entrega-recepción del buque a principios de mayo del 2011. El 10 de Mayo, se formalizó el contrato de arrendamiento financiero respectivo y, al día siguiente, se realizó la entrega-recepción del BT en Coatzacoalcos, Ver.
- El 25 de mayo, se inició un segundo sondeo de mercado. El 24 de junio, se recibieron 28 indicativos de precio de 25 BT's; éstos se analizarán técnica y económicamente, para lo cual se iniciaron sus inspecciones a bordo, se solicitarán valuaciones de precio y se efectuará el cálculo del CBT.
- El proceso de evaluación técnica se destasó debido a los itinerarios de los buques indicados, el cual se concluyó a inicios del mes de octubre. Se obtuvo la dictaminación de procedencia del Comité de Adquisiciones, Arrendamientos, Obras y Servicios (CAOS) en Pemex Refinación para realizar la adquisición de 5 buques por adjudicación directa bajo el esquema de arrendamiento financiero a 10 años con opción a compra con PMI Norteamérica, así como la actualización del registro del proyecto de inversión por parte de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público. Se efectuaron los trámites y gestiones para el registro de la deuda pública en relación con los compromisos de pago asociados a la contratación de los buques tanque. Al cierre del mes de noviembre, se encontraba en curso el proceso de formalización de los contratos de arrendamiento respectivos y se estaba en espera de la confirmación de itinerarios de los buques tanque, a efecto de programar los preparativos inherentes a las actividades de entrega-recepción de los mismos. En diciembre se llevó a cabo el proceso de formalización de los contratos de arrendamiento financiero correspondientes a cuatro buques tanque: Ocean Charlot, Ocean Crest, Alpine Hallie y Alpine Emma. A fines del mes, los buques fueron entregados por PMI a Pemex Refinación y se espera recibir el quinto buque a finales del mes de enero del presente año.

Actividades relevantes (en revisión)	2008	2009	2010	2011-2018
Licitaciones (5 BTs.)	abr			
Contratación (4 BTs.)	feb-jun			
Etapas de recepción de buques	ago-nov			
Operación / amortización	ene			dic
Licitaciones (1 + 5 BTs.) (en revisión)			jul	jul
Recepción de buques (en revisión)				may-dic

www.pemex.com

Nota: Las cifras pueden no coincidir por redondeo

8.4 Seguridad industrial, protección ambiental y salud ocupacional

Avances en la implantación del Sistema Pemex-SSPA, índices de frecuencia y gravedad, emisiones a la atmósfera, descargas al agua, consumo de agua, residuos peligrosos, pasivo ambiental, derrames y fugas, certificados de industria limpia, Programa Proaire de Salamanca

a. Avances en la implantación del sistema Pemex-SSPA en Pemex-Refinación

Durante el período enero-diciembre de 2011, todos los centros de trabajo continuaron reforzando la etapa de mejora y sustentabilidad, con el apoyo de la Subdirección de Auditoría en Seguridad Industrial y Protección Ambiental (SASIPA), manteniendo su atención en la implantación de las 12 Mejores Prácticas Internacionales (12 MPI) y de los tres Subsistemas, el de Administración de la Seguridad de los Procesos (SASP), el de Administración Ambiental (SAA) y el de Administración de la Salud en el Trabajo (SAST), que en su conjunto integran el Sistema Pemex SSPA en su versión vigente.

Se concluyó la revisión del cumplimiento de las acciones de las primeras cinco líneas de acción del proceso de implantación indicadas en el manual SSPA a través del autodiagnóstico, pero debido a que se tiene un avance global del 62% en la atención de las brechas identificadas, aun no se realiza la autoevaluación de 2011, debido a que es requisito indispensable concluir las al 100% para realizar este ejercicio en la fase siguiente, con el objeto de garantizar que los Planes de Acción de Mejora correspondan a la realidad con la participación de toda la Línea de Mando tal como se establece en la organización estructurada para fines de implantación del sistema. A continuación se presenta el avance por Subdirección.

Pemex-Refinación: avance en autodiagnóstico SSPA		
Línea de Negocio	Unidades de Implantación (20)	Avance por Línea de Negocio
Subdirección de Producción	Refinerías (6)	53%
Subdirección de Distribución	Terminales de Operación Marítima y Portuaria (5) Subgerencia y Superintendencia de Ductos (5)	68%
Subdirección de Almacenamiento y Reparto	Gerencias de Almacenamiento y Reparto (4)	59%

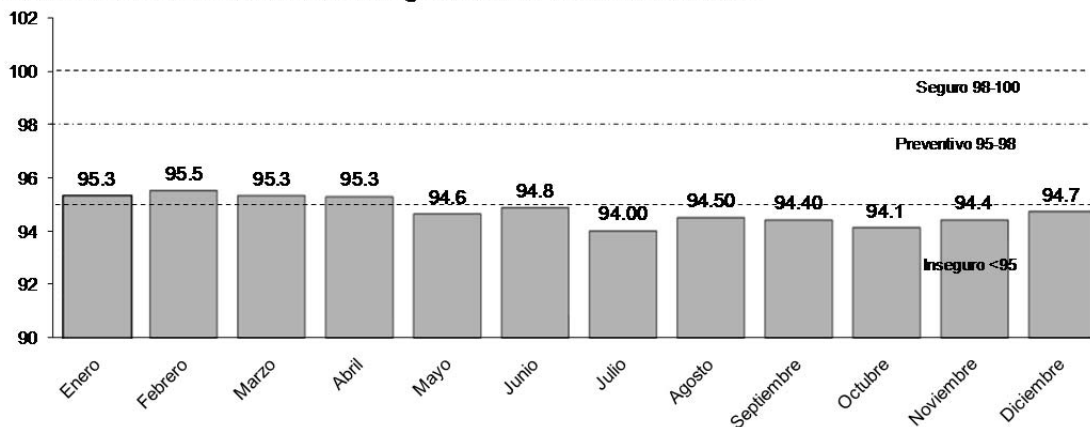
En 2011, siguen las actividades de asistencia técnica por parte de la SASIPA, con el objeto de que los centros de trabajo atiendan las no conformidades de las auditorías ya realizadas y cuyo seguimiento se ha continua integrando en la herramienta informática Audit Management de SAP (AM-SAP).

Auditorías efectivas (AE)

Se han incorporado diversas iniciativas a favor de mejorar la calidad de las auditorías efectivas, con el propósito de minimizar los actos inseguros. Las Auditorías Efectivas siguen siendo, sin duda, la mejor herramienta para incidir en el cambio cultural del personal operativo.

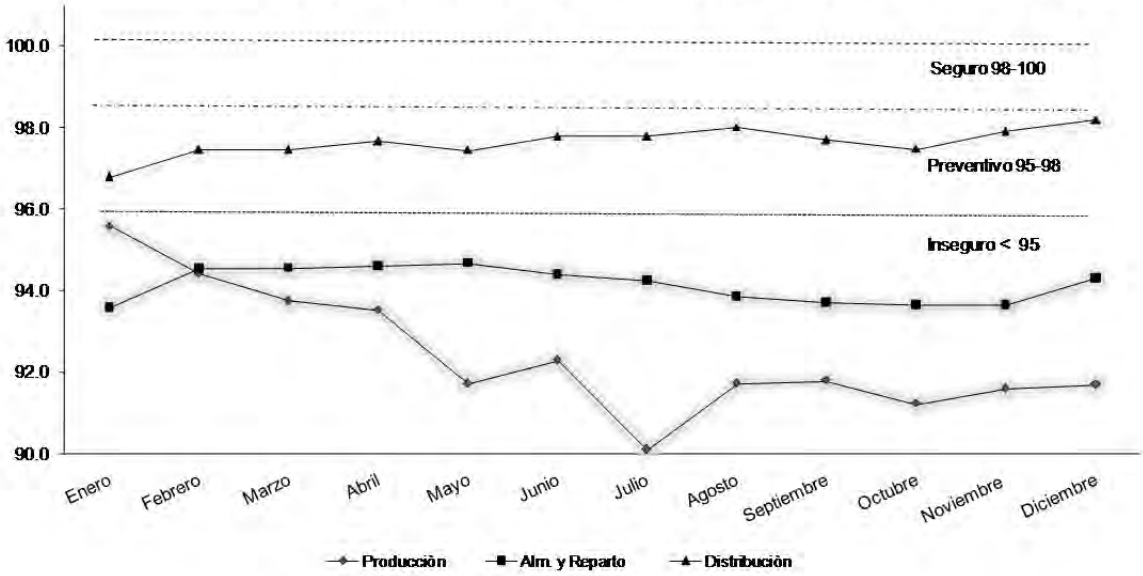
Durante 2011 se realizaron, en las tres Subdirecciones, un total de 417,855 Auditorías Efectivas y el valor promedio alcanzado de Índice de Actos Seguros (IAS) fue de 94.7%.

Pemex-Refinación: índice de actos seguros enero-diciembre de 2011



La siguiente gráfica muestra el IAS de enero a diciembre de 2011, desagregado por Subdirección y por mes.

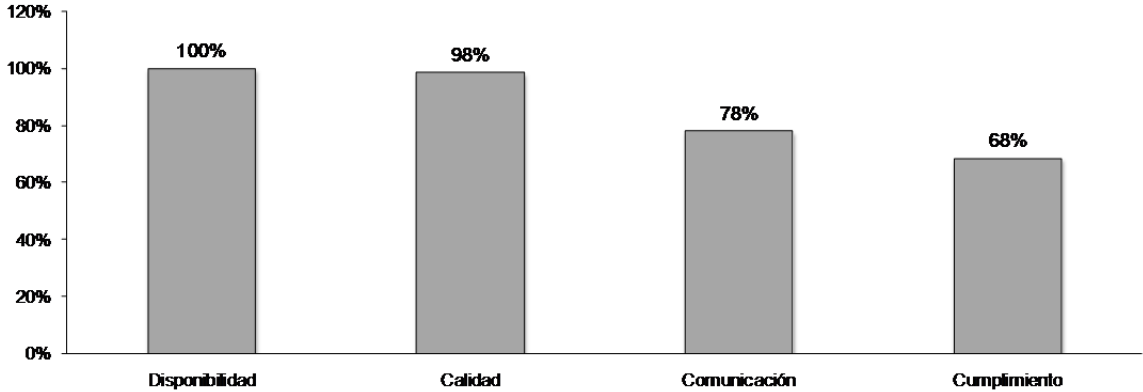
Pemex-Refinación: índice de actos seguros por subdirección y por mes, enero-diciembre de 2011



Disciplina Operativa (DO)

Con respecto a los avances del proceso de Disciplina Operativa éstos se muestran en sus cuatro etapas, cabe advertir que el número de procedimientos al cierre de 2011 se encuentra en 19,624 para mantener documentadas 23,331 actividades de las operaciones de las 20 Unidades de Implantación.

Pemex-Refinación: disciplina operativa por etapa del proceso. enero-diciembre de 2011



Los factores que influyen en la correcta implantación de estos procedimientos en la etapa de cumplimiento incluyen desde la adecuada atención de la Línea de Mando, la cantidad de documentos a manejar, la cantidad y la rotación de personal que los emplea, aspectos culturales locales y por supuesto al compromiso de cada trabajador con sus actividades diarias.

b. Índices de frecuencia y gravedad

Durante 2011 en Pemex-Refinación se registraron 92 accidentes incapacitantes, 18 más que en el mismo período de 2010, por lo que el índice de frecuencia que significa el número de lesiones incapacitantes ocurridas por cada millón de horas-hombre laboradas, aumentó de 0.66 a 0.76.

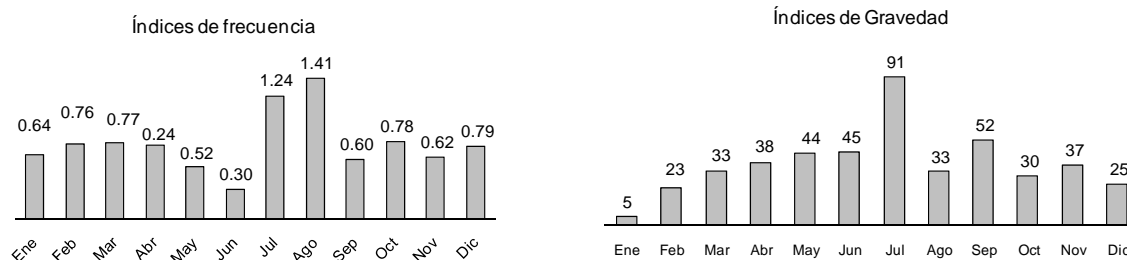
Por lo que corresponde al índice de gravedad, el cual relaciona el número de días perdidos debido a lesiones incapacitantes por cada millón de horas-hombre laboradas, aumentó de 36 a 38 en 2011.

Pemex-Refinación: estadísticas de accidentes personales, por subdirección, enero-diciembre 2010-2011 ^{a/}

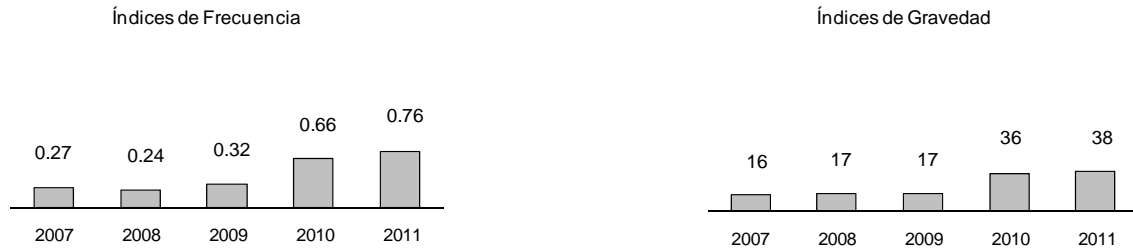
	No. de accidentes		Índice de frecuencia		Índice de gravedad	
	2010	2011	2010	2011	2010	2011
Subdirección de Producción	61	74	1.08	1.29	57	62
Subdirección de Distribución	10	11	0.33	0.37	16	20
Subdirección de Almto. y Reparto	3	6	0.16	0.23	14	12
Subdirecciones Pmx Ref. Of. Centrales	0	1	0.00	0.17	0	8
Global Pemex Refinación	74	92	0.66	0.76	36	38

^{a/} Los índices están calculados sobre la base de un millón de horas-hombre laboradas, (Método ANSI).

Pemex-Refinación: índices de accidentabilidad, enero-diciembre de 2011



Pemex-Refinación: índices de accidentabilidad, enero-diciembre de 2007-2011



Los índices de frecuencia y gravedad en el período enero-diciembre de 2011 rebasaron la meta establecida, lo cual nos obliga a realizar un reforzamiento en la implantación del programa Pemex-Refinación-SSPA para obtener mejores resultados.

En el período enero-diciembre de 2011, ocurrieron 4 accidentes fatales en Pemex-Refinación.

Pemex-Refinación: accidentes con pérdida de tiempo y accidentes mortales, enero-diciembre de 2007-2011



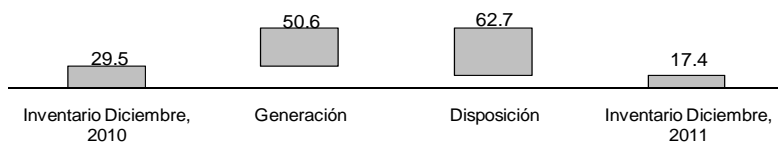
c. Protección ambiental

i. Residuos peligrosos

El inventario final de residuos peligrosos en Pemex-Refinación a diciembre de 2011 es de 17.4 Mton, cifra menor respecto a la reportada a diciembre de 2010 de 29.5 Mton; asimismo, la cantidad generada en el período enero-diciembre del 2011 fue de 50.6 Mton, la cual es mayor en comparación a las 44.9 Mton del mismo período de 2010. Por otra parte, la disposición final de 62.7 Mton del período

enero-diciembre de 2011, es superior respecto a las 44.3 Mton reportadas para el mismo período de 2010.

Pemex-Refinación: inventario de residuos peligrosos enero-diciembre 2011
(miles de toneladas)



El desempeño en el manejo de los residuos peligrosos del período enero-septiembre de 2011 (disp./gen. = 1.24) es un 24% más efectivo al correspondiente del mismo período del 2010 (disp. /gen. = 0.99).

En el mes de septiembre se adjudicó a través de la Licitación Pública GAS-LP-02/2011, la enajenación de un lote de 28.4 ton de acumuladores gastados plomo-ácido, asimismo un lote de 33,000 litros de aceites gastados, ambos identificados como residuos peligrosos, de diferentes centros de trabajo de Pemex-Refinación.

Con respecto a la licitación para la enajenación de un lote de 2,300 Ton de catalizador gastado del proceso H-Oil de la refinería de Salamanca, se adjudicó dicho lote el 14 de octubre de 2011, con un ingreso a Pemex de 18 MM de pesos.

En cuanto a los proyectos de Norma Oficial Mexicana, PROY-NOM-160-SEMARNAT-2011, "Que establece los elementos y procedimientos para formular los planes de manejo de residuos peligrosos" y el PROY-NOM-161-SEMARNAT-2011, "Que establece los criterios para clasificar a los residuos de manejo especial y determinar cuáles están sujetos a plan de manejo; el listado de los mismos, el procedimiento para la inclusión o exclusión a dicho listado; así como los elementos y procedimientos para la formulación de los planes de manejo", ambos publicados en el DOF en el mes de agosto, continúan al cierre de 2011 en la etapa de consulta pública.

ii. Suelos

A diciembre de 2011 se registra un inventario de 509 sitios con problemas de contaminación, de éstos, 469 sitios se localizan en centros de trabajo de la Subdirección de Distribución, 34 en la Subdirección de Almacenamiento y Reparto y los 6 restantes en la Subdirección de Producción.

Los 509 sitios representan 474.4 ha impactadas que actualmente se encuentran por atender, en proceso de atención o pendientes de obtener la liberación por parte de la SEMARNAT. De las hectáreas afectadas, se tiene que: 259.5 pertenecen a la Subdirección de Producción, 149.9 a la Subdirección de Distribución y 65.0 a la Subdirección de Almacenamiento y Reparto.

Pemex-Refinación: inventario de sitios afectados a diciembre de 2011



Con relación a la atención del inventario, se tienen 35.4 hectáreas que ya fueron remediadas pero está pendiente su liberación por la SEMARNAT, adicionalmente, se tienen 358.2 ha en proceso de atención y 80.8 ha están pendientes de atender.

Pemex-Refinación: inventario de sitios afectados (474.4 ha)



Asimismo, se realizan las consultas correspondientes con las áreas de SEMARNAT-PROFEPA, con la finalidad de obtener la conclusión de los trabajos de remediación de las 35.4 hectáreas, de las cuales 34.8 ha corresponden a 249 sitios de la Subdirección de Distribución.

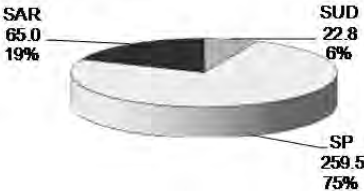
Respecto al presupuesto solicitado para el 2011, a diciembre se asignó un total de 214.8 mmp para la continuación de los trabajos de remediación del Pantano Santa Alejandrina, 35,000 m³ de suelo de la ex refinería 18 de marzo, TAR San Luis Potosí, inicio de remediación de las TAR de Guaymas, Rosarito, La Paz, Veracruz, Jalapa y 18 de marzo, así como la actualización del grado de contaminación de la TAR Salina Cruz, 18 de marzo y refinería de Salina Cruz.

De acuerdo al origen del presupuesto y para su atención, de las 474.4 ha se tienen 347.3 ha clasificadas como pasivo ambiental y 127.1 ha con proyecto "J".

Pemex-Refinación: inventario de sitios afectados (474.4 ha)



Pemex-Refinación: pasivo ambiental (347.3 ha)



Con base en la Matriz de Registro Ambiental, el presupuesto estimado para la atención de las 347.3 ha (incluye 8.9 ha remediadas) es de 2,990 millones de pesos.

iii. Uso del agua

En cuanto al uso de agua, en el período enero-diciembre de 2011, se mantuvo el nivel del indicador en 2.0 m³ de agua/ton de crudo procesado, al igual que en el mismo período de 2010; sin embargo, es mayor en 11.1% con respecto a la meta establecida de 1.80 m³ de agua/ton de crudo procesado.

Pemex-Refinación: volumen de agua total de uso
(m³/toneladas de crudo procesado)

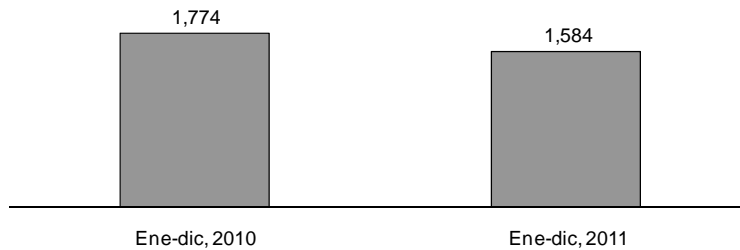


Es importante mencionar, que el proceso de crudo del período enero-diciembre de 2011 se redujo en 1.9% respecto al período correspondiente de 2010. El menor proceso se registró principalmente en las refinerías de Salamanca y Madero. Cabe mencionar, que estas dos refinerías presentan los valores más altos del indicador con 2.5 y 2.6, respectivamente.

Aguas Residuales

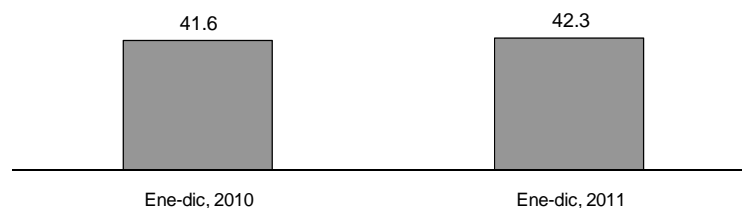
En el período enero-diciembre de 2011, respecto al mismo período de 2010, se observó un decremento de 190 toneladas de contaminantes totales, que equivale a un 10.7% menos en las aguas residuales. Dicho decremento se debe principalmente a la reducción en el parámetro de sólidos suspendidos totales en la refinería de Cadereyta, ya que en febrero de 2010 se presentó un valor alto por la problemática en el agua de rechazo.

Pemex-Refinación: emisión total de contaminantes en descargas de agua residual (toneladas)



El volumen de las aguas residuales descargadas en todo el sistema en el período enero-diciembre de 2011 fue de 42.3 millones de m³, cifra ligeramente mayor en 1.6% respecto a la del mismo período de 2010 que fue de 41.6 millones de m³.

Pemex-Refinación: volumen de descarga de agua residual (millones de m³)



Concluyeron las evaluaciones del uso de agua para llevar a cabo la revisión documental legal en materia de agua, muestreo de agua y levantamiento de las condiciones de operación del área de efluentes de cada una de las refinерías.

Se registraron y autorizaron en la SHCP, las propuestas de los proyectos de inversión de las refinерías de Madero, Salamanca y Tula, con la finalidad de rehabilitar los equipos y procesos del área de efluentes y cumplir con los parámetros de descarga y envío de agua a la PTAR y aprovechar esta agua tratada.

iv. Aire

Durante el período enero-diciembre de 2011, las emisiones de CO₂ a la atmósfera fueron de 13.62 millones de toneladas, lo cual representa

un comportamiento menor al del mismo período de 2010, equivalente a una disminución de 0.28 millones de toneladas en el presente año.

Pemex-Refinación: emisiones a la atmósfera enero-diciembre 2010-2011			
	2010	2011	Variación porcentual
	(1)	(2)	(2)/(1)
Emisiones CO ₂ (millones de toneladas)	13.9	13.62	-2

Con relación a la suma de las emisiones de SO_x, NO_x y VOC, se presentó durante el período enero-diciembre de 2011 un comportamiento similar al del mismo período de 2010. Con relación a las emisiones de SO_x, durante 2011 hubo un incremento de 2.3 Mton con respecto al mismo período de 2010.

Pemex-Refinación: emisiones a la atmósfera enero-diciembre 2010-2011 (miles de toneladas)			
	2010	2011	Variación porcentual
	(1)	(2)	(2)/(1)
Total	293.8	294.8	0.4
Óxidos de Nitrógeno	27.6	27.5	-0.2
SO _x	236.1	238.4	1
VOC volátiles	30.2	28.9	-4.3

Monitoreo de fuentes fijas a los equipos de combustión en el SNR

Con el propósito de dar cumplimiento al requerimiento ambiental indicado en la Norma Oficial Mexicana NOM-085-SEMARNAT-1994 "Contaminación atmosférica-fuentes fijas. Para fuentes fijas que utilizan combustibles fósiles sólidos, líquidos o gaseosos o cualquiera de sus combinaciones, que establece los niveles máximos permisibles de emisión a la atmósfera de humos, partículas suspendidas totales, bióxidos de azufre y óxidos de nitrógeno", se reporta lo siguiente:

- Se dispone de información técnica en relación al desempeño operacional de los equipos de combustión a lo largo de cada uno de los dos semestres y de esta forma se cuenta con elementos de juicio para tomar acciones correctivas y predictivas.

-
- Los informes correspondientes a cada semestre, se reportaron a la autoridad ambiental en tiempo y forma, señalándose, que las refinerías del Sistema Nacional de Refinación cumplen con lo estipulado por esta normatividad.

Asimismo, durante la sesión de la COMARNAT del 29 de noviembre de 2011, la SEMARNAT fue autorizada para publicar para comentarios, la nueva revisión de esta norma, por lo cual, se contempla que su publicación en el DOF podría realizarse en 2012.

Temas relevantes de protección ambiental

Ex Refinería de Azcapotzalco.

La “Remediación de las áreas de los edificios administrativos (corporativo) y aula magna, ubicados en la ex refinería 18 de marzo”, fue realizada del 14 de junio al 30 de noviembre de 2010, misma que fue evaluada, dictaminada y resuelta como concluida técnicamente por la Unidad Administrativa de la Dirección General de Gestión Integral de Materiales y Actividades Riesgosas (DGGIMAR) adscrita a la Secretaría del Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT), mediante el oficio resolutivo DGGIMAR.710/006570 del 26 de septiembre de 2011.

Pantano Santa Alejandrina

En 2006 se iniciaron los trabajos de saneamiento de acuerdo con la Autorización otorgada a Pemex-Refinación por la SEMARNAT, estas actividades consisten en la estabilización/solidificación del hidrocarburo intemperizado, el cual puede ser utilizado como material de relleno o como sub-base en superficies de rodamiento.

Durante 2007 continuaron estas acciones y se complementaron con la reforestación y limpieza del Arroyo San Francisco como parte de un proyecto integral de rehabilitación ecológica del Pantano Santa Alejandrina. Con lo anterior, se dará cumplimiento a las condicionantes 6 y 7 dictadas por la SEMARNAT para el proyecto de Reconfiguración de la refinería de Minatitlán.

En 2008 continuó el tratamiento de 56,250 m³ de material intemperizado.

Con las actividades realizadas durante 2006, 2007 y 2008 se tiene un avance general del 35%. Se tramitó ante la SEMARNAT la ampliación de la autorización para continuar con las labores de remediación del pantano.

Durante 2009 no se realizaron actividades de remediación del pantano por la falta de presupuesto.

En el segundo semestre de 2010, se realizó la extracción y tratamiento de 70,000 m³, mediante el proceso de mezclado, estabilización y solidificación del hidrocarburos intemperizados en una superficie de 133,249.77 m² (13.32 ha).

Al cierre de 2010, se tiene un volumen acumulado de material extraído en 2006 a 2010, de 204,966.16 m³ y una superficie atendida de 331,190.40 m² (33.11 ha), lo que representa un avance general en la remediación del Pantano de 63.50 %.

Durante 2011, continuó la extracción y tratamiento de 98,300 m³ de lodos intemperizados, dando un volumen acumulado de 303,266.16 m³ en una superficie atendida de 447,700 m² (44.77 ha), el cual constituye un avance de 85.60% del total de la superficie caracterizada.

NOM-148-SEMARNAT-2006

El porcentaje de recuperación de azufre, de acuerdo al cálculo señalado en la norma es el siguiente:

Refinería	(% recuperación)			
	1er. Trim.	2º. Trim.	3er. Trim.	4º. trim
Cadereyta	93	93.9	95.5	95.5
Madero	90	90	90.2	90
Minatitlán	90	90	90.3	77
Salamanca	94	93.3	93.2	93.9
Salina Cruz	90	90	90.2	90.2
Tula	90	87	80.5	84.3

Respecto al seguimiento de los trabajos programados, se reporta:

Refinería Madero: Se realizó la rehabilitación de dos trenes (300 y 400) de las Plantas de Azufre; en caso de la planta TGTU, se programa la puesta en operación para el año 2012, debido a los trabajos que se están realizando para la conexión de la línea de gas natural, periféricos y suministro de catalizadores.

Refinería Minatitlán: Se realizó la rehabilitación de la Planta de Azufre N° 1, que incluyó los cambios de la caldereta, pilotos de encendido electrónico del horno e incinerador. A diciembre opera un tren de la nueva Planta de Azufre U-23000 y se espera la puesta en operación de la Planta Coquizadora para alinear el segundo tren. Del día 17 de octubre al 4 de diciembre de 2011, salieron a reparación las Plantas: HDK, FCC-1, Primaria 5, U-600 y Planta de Azufre 1, por lo cual el porcentaje de recuperación de azufre, durante el 4° trimestre del año, disminuyó de forma sustancial. El Centro de Trabajo notificó a la Autoridad Ambiental de manera oportuna.

Refinería Salina Cruz: Concluyó la rehabilitación de la Planta de Azufre 1 y Azufre 3. Se instaló filtro de carbón activado en la sección de tratamiento de amina de la Planta Catalítica N°1. Continúa la rehabilitación de los compresores de gas amargo de las plantas primarias.

Refinería de Salamanca: Continúan los trabajos para la instalación de una unidad recuperadora de gases de desfogue con un avance del 95%, el compresor 13K-1, de la planta U-13. Con respecto a la nueva Planta de Azufre se reportó un avance de 60%, actualmente en etapa de instalación de equipos en sitio.

Refinería Tula: Se rehabilitó el Tren B de la Planta de Azufre 3 por tubos rotos en la caldereta BA-4701-B y reinició operaciones el 21 de diciembre de 2011. Azufre 5 se encuentra en operación normal.

Refinería de Cadereyta: Opera con dos plantas de Tratamiento de Gases de Cola (TGTU) y se mantiene la recuperación de azufre de acuerdo a lo establecido en la norma.

Fugas y Derrames

Durante el período enero–diciembre de 2011, se registraron en el SISPA, 65 eventos relacionados con fugas y derrames, cifra superior a la reportada en el mismo período de 2010.

Enero-Diciembre	Tomas clandestinas	Corrosión	Otros (excavaciones, volcaduras, falla tubería, etc.)	Total
2010	18	6	8	32
2011	51	4	10	65

Los eventos más relevantes registrados en el período enero-diciembre de 2011 son:

Poliducto de 12" Ø tramo Minatitlán-Villahermosa km. 110+450 en el Municipio de Cárdenas en el Edo. de Tabasco, sector Minatitlán, ocurrido en enero de 2011. Toma clandestina descontrolada, de diesel.

Oleoducto de 24" Ø Nuevo Teapa-Venta de Carpio-Tula km. 297+540, ubicado en el cruce aéreo Xúchiles, poblado Dos Caminos, Cuichapa Veracruz, ocurrido en mayo 18 de 2011. Toma Clandestina descontrolada, de petróleo crudo.

Oleoducto de 30" Ø Nuevo Teapa-Salina Cruz km. 152+557, Ejido Progreso Matías Romero, Municipio de Donají, Oaxaca, ocurrido en mayo 23 de 2011, Toma clandestina descontrolada, de petróleo crudo.

Oleoducto de 30" Ø Nuevo Teapa-Venta de Carpio km. 318+000, ubicado en Ixtaczoquitlán, Veracruz, ocurrido en mayo 30 de 2011. Toma clandestina descontrolada, de petróleo crudo.

Poliducto de 12/8" Ø Cadereyta-Reynosa-Matamoros km. 245+972 en el Municipio de Matamoros en el Ejido Control Ramírez, sector Monterrey, ocurrido en mayo de 2011. Toma clandestina descontrolada, de gasolina Magna, impactando.

Incidente ocurrido en la estación de bombeo No. 6 del oleoducto de 30-24" Ø Nuevo Teapa-Venta de Carpio-Tula-Salamanca, ocasionado por rebosamiento de fosa recuperadora auxiliar, ocurrido en junio 21 de 2011.

Oleoducto de 30" Ø Nuevo Teapa-Venta de Carpio km. 102+013, ubicado en Cuatotolapan Viejo, Municipio de Hueyapan de Ocampo, Veracruz, ocurrido en diciembre 17 de 2011. Toma clandestina descontrolada, de petróleo crudo.

Oleoducto de 30" Ø Nuevo Teapa-Poza Rica km. 9+950 en el Municipio de Cosoleacaque, sector Minatitlán, ocurrido en diciembre 31 de 2011. Toma clandestina descontrolada, de petróleo crudo.

Asimismo, para 2011 se tienen reportados los eventos ocurridos en la refinería de Salina Cruz (16 de julio de 2011), así como el correspondiente a la refinería de Tula (30 de julio de 2011).

Gases de Efecto Invernadero

Con objeto de alinearnos al Programa Nacional de Energía, durante 2011, se asignaron recursos financieros para realizar un estudio de carácter técnico-económico en la refinería de Tula, Hidalgo, para recuperar gas combustible de gases de desfogue, para que a través de proyectos de Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL), se analice la viabilidad de reducir la emisión de gases como CO₂.

Así mismo, en la refinería de Salamanca, se desarrolló un proyecto para recuperar gas combustible de los gases de desfogue, el cual en este período, se inició su construcción, programándose para el mes de diciembre el protocolo de pruebas y arranque, esperándose para el primer trimestre de 2012, alinear el sistema al proceso operativo del Centro de Trabajo.

Se estableció comunicación con las empresas Mitsubishi de Japón y TÜV Rheinland de Alemania, compañías interesadas en participar en el desarrollo de proyectos MDL, señalándose que finalmente se está llegando a un acuerdo con la empresa española "Tu Transformer"

esperando poder concretar en el primer trimestre de 2012, un acuerdo de cooperación y confidencialidad que permita a nuestra institución el desarrollo de proyectos MDL.

Con objeto de continuar con la aplicación de proyectos de esta naturaleza, se está planeando desarrollar estudios tipo MDL para 2012, para las refinerías de Cadereyta y Minatitlán.

Programa para Mejorar la Calidad del Aire en Salamanca 2007-2012

El Programa para Mejorar la Calidad del Aire en Salamanca, surge como una necesidad ante los altos niveles de contaminación del aire que se registran en la demarcación. En particular los contaminantes de mayor preocupación son el bióxido de azufre y las partículas suspendidas.

Con la participación puntual de todos los sectores involucrados, los escenarios que se presentan a futuro son optimistas, de manera que los resultados de los esfuerzos realizados se verán reflejados en el desarrollo de sus actividades con normalidad y con una clara conciencia ambiental y por lo consiguiente en el beneficio de la salud de la población. El Programa para Mejorar la Calidad del Aire en Salamanca, propone 15 acciones que permitirán disminuir la contaminación del aire en esta ciudad, para que se cumplan los límites que establecen las normas de protección a la salud. En su elaboración, se contó con la participación de las autoridades ambientales municipales, estatales, federales y miembros de la comunidad académica. El Programa propone constituirse en una guía de acciones a ejecutar, cuyo beneficio se verá reflejado en una mejor calidad de vida para los habitantes de Salamanca.

Para su cumplimiento, se han definido 8 estrategias, las cuales son:

1. Reducción de emisiones en el sector industrial mediante el fomento al mejoramiento tecnológico, utilización de combustibles limpios y eficiencia energética.

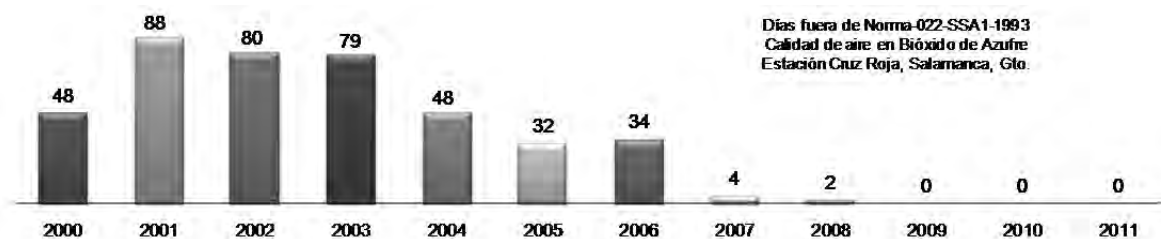
2. Reducción de emisiones de SO₂, PM₁₀, HCT y NO_x en comercios y servicios.
3. Medidas para vehículos y transporte.
4. Aprovechamiento sustentable, restauración y conservación de los recursos naturales y planeación de desarrollo urbano, mediante la aplicación del ordenamiento ecológico del territorio y el ordenamiento territorial.
5. Protección a la salud de la población y prevención a la exposición de niveles de contaminación atmosférica.
6. Fortalecimiento a la educación ambiental, investigación y desarrollo tecnológico.
7. Medidas para el fortalecimiento institucional.
8. Buscar el financiamiento que garantice el cumplimiento de las medidas del Programa para el mejoramiento y de la calidad del Aire de Salamanca ProAire Salamanca 2007-2012.

En relación a la estrategia 1, se tiene:

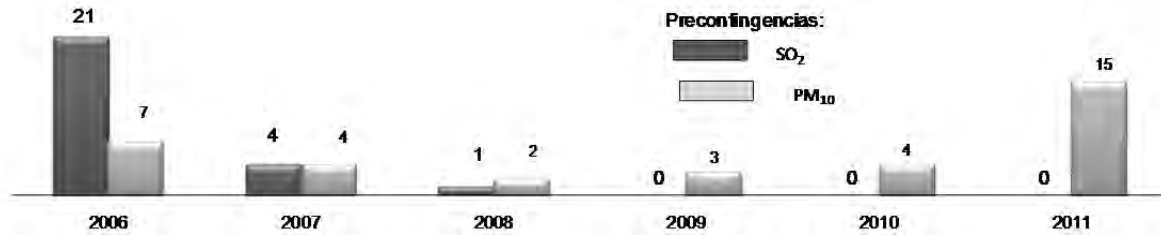
Reducción de emisiones por la refinería Ing. Antonio M. Amor.

Reducción de emisiones generadas por la Central Termoeléctrica Salamanca.

Con las acciones emprendidas por Pemex-Refinación se ha logrado reducir las emisiones de SO₂ de manera notable, al pasar de 88 días fuera de norma en 2001 a 0 desde enero de 2008 a la fecha.



El último día fuera de norma en el parámetro de SO₂ se presentó el 2 de enero de 2008 y la última precontingencia por este contaminante se decretó el 25 de febrero de 2008.



En lo que corresponde al parámetro de PM₁₀, durante 2011 se presentaron 15 días fuera de norma y 6 precontingencias ambientales, siendo decretada la última de ellas el 25 de diciembre.

Lo anterior es producto de emisiones vehiculares, la industria agrícola, la quema de esquilmos y por terrenos erosionados.

Entre los compromisos contraídos por Pemex-Refinación en el PROAIRE, se encuentra la construcción de una nueva planta de azufre, misma que actualmente se encuentra en obra.

d. Aseguramiento de la calidad

La situación de los Certificados de Industria Limpia en el Organismo, es la siguiente:

Pemex-Refinación: certificados de industria limpia				
Subdirección	Distribución	Almacenamiento y Reparto	Producción	Total
Instalaciones inscritas en el PNAA	147	76	6	229
Instalaciones con CIL vigentes	43	42	1	86
Instalaciones en Proceso de Certificación	104	34	5	143
Instalaciones desincorporadas	2	4	0	6

PNAA: Plan Nacional de Auditoría Ambiental.
CIL: Certificados de Industria Limpia.

e. Abatimiento del 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 ilícita de productos petrolíferos, que dañan su integridad y atentan contra la seguridad nacional, al poner en riesgo a las comunidades aledañas a sus instalaciones y a los ecosistemas.

Durante el año, se ejecutaron proyectos y acciones que desalentaron el robo de productos en los diferentes Centros de Trabajo de la empresa, observándose que el mercado ilícito se abastece principalmente de hidrocarburos extraídos en el Sistema Nacional de Ductos de Pemex, a través de la colocación de tomas clandestinas, que dañan la integridad de los ductos y atentan contra la seguridad nacional, al poner en riesgo a las comunidades aledañas a sus instalaciones y a los ecosistemas.

De acuerdo a los programas y metas definidas a inicio de año, se ejecutaron acciones de supervisión y vigilancia interna para disuadir el robo en los Centros de Trabajo de Pemex-Refinación; acciones para abatir el robo en el Sistema Nacional de Ductos; y acciones de supervisión, vigilancia externa y coordinación interinstitucional para el abatimiento del mercado ilícito de combustibles.

1. Acciones de supervisión y vigilancia interna para disuadir el robo en Centros de Trabajo de Pemex-Refinación

- 100 Auditorías Técnico Operativas, en Terminales de Almacenamiento y Reparto, Terminales de Operación Marítima y Portuarias, Residencias de Operaciones Portuarias, Refinerías e instalaciones de ductos, para identificar posibles áreas de vulnerabilidad y verificar la correcta aplicación de los procedimientos operativos, medición y de manejo de productos. Con el cumplimiento de estos procedimientos se contribuyó a disminuir los puntos vulnerables, susceptibles de posible extracción ilícita de combustibles en los Centros de Trabajo.

-
- Análisis táctico de la información provista por los sistemas operativos, la cual se contrasta con la información contenida en los sistemas institucionales; entre éstos últimos se encuentran: 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 y el Sistema de Información Geográfico de Pemex. Por acciones estratégicas, los resultados obtenidos fueron:
 - Durante de 2011, se logró recibir señal de geoposicionamiento de 1,081 autostanque propiedad de Pemex-Refinación, que corresponde al mismo número de vehículos monitoreados, para la detección de desvíos de destino de entrega de combustible a Estaciones de Servicio y descargas en sitios no autorizados. Con la reciente adquisición de 434 unidades GPS StarFinder AVL120, mismas que ya fueron configuradas para su próxima instalación, se logrará tener equipada al 100% la flota de 1,360 autostanque propiedad del organismo. En el año se reportaron 86 casos de desvíos de ruta o paro no autorizado, se llevaron a cabo 78 investigaciones y se aplicaron sanciones que fueron desde llamados de atención hasta rescisiones.
 - En el año, se realizaron 29 operativos para reducir los faltantes en el traspaso del producto transportado por autotank entre Terminales de Almacenamiento y Reparto. Estos operativos consistieron en la colocación de sellos metálicos, revisión física de autostanque, revisión de sistemas de medición en la carga, descarga y rastreo de las unidades.
 - Monitoreo de las operaciones de las 31 Terminales que cuentan con Circuito Cerrado de Televisión (CCTV), para vigilancia de áreas operativas y perimetrales y, en su caso, la verificación de eventos detectados por otros sistemas.

2. Acciones para abatir el robo en el Sistema Nacional de Ductos

En lo relacionado a la extracción ilícita de combustibles en los sistemas de ductos, durante 2011, Pemex consideró pertinente fortalecer la vigilancia de los derechos de vía, con el apoyo de la Secretaría de la Defensa Nacional (SEDENA), la Procuraduría General de la República (PGR), la Secretaría de Marina (SEMAR) y la Policía Federal (PF). Este hecho permitió incrementar drásticamente la detección de tomas clandestinas, con respecto a 2010, al pasar de 631 a 1,324.

Aunado a lo anterior, el incremento en el número de tomas clandestinas localizadas fue resultado de:

- La inspección de 1,185 km de ductos con equipo instrumentado, que representa el 97% de la meta anual (1,219 km).
- El seguimiento puntual y análisis de las bajas de presión y la información proporcionada por el Sistema Integral de Transferencia de Custodia y el seguimiento a faltantes de productos.
- La reinspección, de manera discreta, con equipo instrumentado a los ductos con reincidencia de tomas clandestinas, caídas de presión y faltantes.
- El replanteamiento de las actividades de los patrullajes de vigilancia y celaje de los ductos realizados por la Gerencia de Servicios de Seguridad Física (GSSF).
- La aplicación de los convenios con SEDENA, SEMAR y GSSF para eficientar la vigilancia de los Centros de Trabajo; así como, requerir celajes y operativos carreteros en zonas de mayor índice de tomas clandestinas y bajas de presión.

Personal técnico especializado de la paraestatal realizó los trabajos necesarios para eliminar los artefactos utilizados para la sustracción ilícita de combustibles y rehabilitar los ductos afectados; en tanto que, el área jurídica de Pemex tomó conocimiento de los hechos y realizó la

denuncia respectiva ante el Ministerio Público Federal, para iniciar las averiguaciones correspondientes. Durante 2011, fueron detenidos 144 sujetos en flagrancia, por el delito de robo de hidrocarburos a través de tomas clandestinas en ductos; de ellos, 138 fueron consignados por el Ministerio Público.

El robo de hidrocarburos continuó presentándose en la Red Nacional de Ductos. Se estimó que, durante 2011, el volumen de combustible sustraído ilegalmente a través de tomas clandestinas en el sistema de transporte por ductos, ascendió a 3,350,175 barriles, volumen que resulta 55% mayor respecto al volumen estimado durante 2010 (2,162,106 barriles).

Es de observarse que el incremento en las tomas clandestinas y en el volumen estimado de robo, se debe a que el crimen organizado, asociados a grupos armados, está vinculado al robo de hidrocarburos en los sistemas de ductos, lo que representa inseguridad para el personal operativo, para los agentes de la GSSF y para los contratistas que realizan las corridas en ductos con equipo instrumentado.

3. Acciones de supervisión, vigilancia externa y coordinación interinstitucional para el abatimiento del mercado ilícito de combustibles

Con el propósito de verificar la calidad del producto expendido por Estaciones de Servicio (ES) a usuarios, se inspeccionaron con Laboratorios Móviles, 29,827 estaciones, identificando a 15 de ellas con producto fuera de especificación, de las cuales, al cierre de 2011, seis ya habían sido rescindidas.

Con el Operativo Usuario Simulado fue verificado el volumen de producto vendido en 314 ES localizadas geográficamente en diferentes estados del país. Como resultado, se obtuvo que en 145 de ellas se expenden litros incompletos, lo que equivale al 46% del total inspeccionado. Mes a mes se han enviado a PROFECO, por oficio y a nivel de denuncia, los resultados de cada operativo

El avance de incorporación de Estaciones de Servicio al contrato Cualli, el cual especifica la obligación de contar con los controles volumétricos y transmitir la señal a Petróleos Mexicanos, pasó de 88.5% a 97.9% entre enero y diciembre de 2011; mientras tanto, continúa el perfeccionamiento del monitoreo del Control Volumétrico.

**Aportación de Pemex-Gas y Petroquímica Básica
en cumplimiento al Artículo 86
del Reglamento de la Ley de Petróleos Mexicanos**

Marzo 2012

**Informe anual 2011 a que se refiere el
artículo 86 del Reglamento de la Ley de
Petróleos Mexicanos**

Febrero de 2012

Índice

	Página
Introducción.....	2
1. Principales políticas y líneas de acción.....	3
2. Resultados operativos.....	7
a) Producción.....	7
b) Índices de desempeño en plantas de proceso	8
c) Transporte de productos	11
d) Mercados de productos.....	13
3. Resumen ejecutivo del Programa para Incrementar la Eficiencia Operativa (PEO)....	28
4. Situación y avances en los principales proyectos de inversión	36
5. Seguridad industrial, protección ambiental y salud ocupacional	43
a) Seguridad industrial	43
b) Gestión ambiental	49
6. Informe sobre las actividades del Organismo para cumplir con lo señalado en la sección quinta de la Ley de Pemex y el capítulo VIII de su reglamento.....	59

Introducción

El artículo 70 fracción I de la Ley de Petróleos Mexicanos, establece la obligación que tiene dicha entidad de presentar en marzo de cada año a la Secretaría de Energía y por medio de ésta al H. Congreso de la Unión, un informe correspondiente al ejercicio inmediato anterior sobre la marcha de la industria petrolera paraestatal.

Por su parte, el artículo 85 del Reglamento de Petróleos Mexicanos señala que su Director General entregará al Consejo de Administración, a más tardar el primer día hábil del mes de marzo de cada año, el informe previamente referido. Asimismo, el artículo 86 de este ordenamiento establece que el reporte presentará la información por cada uno de los Organismos Descentralizados y en forma consolidada de todos ellos, y que la información de cada Organismo Subsidiario será entregada por cada Director General, previa aprobación del consejo de administración que corresponda.

Para cumplir con las disposiciones anteriores, PEMEX-Gas y Petroquímica Básica (Pemex Gas) presenta su informe anual 2011, cuyo contenido atiende lo estipulado por la Dirección General mediante el oficio número DG-12-2012 del 13 de enero de 2012, que para pronta referencia se incorpora en el anexo 1 de este informe.

1. Principales políticas y líneas de acción

La Estrategia Institucional de Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB) se enmarca en torno a los objetivos y estrategias delineadas en el Plan Nacional de Desarrollo (PND), el Programa Sectorial de Energía (PSE), la Estrategia Nacional de Energía (ENE) y el Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios 2010-2024 (Plan Pemex)¹.

En particular, el PND 2007-2012, dentro del contexto del Eje 2, “Economía Competitiva y Generadora de Empleos”, establece que el sector hidrocarburos deberá garantizar que se suministre a la economía el petróleo crudo, el gas natural y los productos derivados que requiere el país, a precios competitivos, minimizando el impacto al medio ambiente y con estándares de calidad internacionales; mediante medidas que permitan elevar la eficiencia y productividad en los distintos segmentos de la cadena productiva.

A partir del PND, el PSE definió los lineamientos y objetivos del sector energético, mismos que Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios atienden a través de seis objetivos sectoriales relacionados con garantizar la seguridad energética del país en materia de hidrocarburos, fomentar la operación del sector bajo estándares de eficiencia, transparencia y rendición de cuentas, elevar la exploración, producción y transformación de hidrocarburos de manera sustentable, promover el uso y producción eficientes de la energía y fomentar el aprovechamiento de fuentes renovables de energía y biocombustibles.

¹ Todas las referencias de este informe, están relacionadas al Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios 2010-2024, autorizado por el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos en junio de 2010. Debe mencionarse que el 5 de julio de 2011, dicho Órgano de Gobierno aprobó el Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios 2012-2016, el cual contempló una actualización y/o modificación de objetivos y estrategias, por lo que a partir del 1º de enero de 2012 se reportará el avance de las actividades de Pemex Gas conforme al Plan Pemex 2012-2016.

La ENE 2011², por su parte, está fundamentada en tres ejes rectores: **seguridad energética, eficiencia económica y productiva y sustentabilidad ambiental**, e identifica objetivos en línea con lo establecido en el PSE.

Para atender los diferentes retos que enfrentan los procesos de la cadena de valor de la empresa³, y en concordancia con los documentos rectores referidos previamente en el Plan Pemex, se han definido cuatro líneas de acción:

1. **Crecimiento**, dirigida a afrontar la demanda creciente de petrolíferos, incrementar reservas y producción de crudo y gas, así como utilizar la investigación y desarrollo tecnológico para desarrollar ventajas competitivas.
2. **Eficiencia**, enfocada a mejorar el desempeño actual de todas las operaciones, a incrementar la eficiencia de los procesos de negocio y a simplificar la regulación interna.
3. **Responsabilidad corporativa**, dirigida a mejorar la imagen y relaciones con las partes interesadas, así como incorporar la protección ambiental y la responsabilidad social como elementos clave en la operación.
4. **Modernización de la gestión**, enfocada a aprovechar el marco regulatorio definido por la Reforma Energética para incrementar la autonomía de gestión, agilizar la operación de la empresa e implantar una cultura enfocada a resultados.

² En febrero de 2011, la Secretaría de Energía envió la Estrategia Nacional de Energía 2011 al H Congreso de la Unión. De los objetivos contemplados en la ENE, ocho son aplicables para Petróleos Mexicanos: restituir reservas, revertir la declinación de la producción de crudo y mantener la producción de gas natural; diversificar las fuentes de energía; incrementar los niveles de eficiencia en el consumo de energía, reducir el impacto ambiental del sector energético; operar de forma eficiente, confiable y segura la infraestructura energética; ejecutar oportunamente las inversiones necesarias en capacidad de procesamiento para reducir el costo de suministro de energéticos; fortalecer la red de transporte, almacenamiento y distribución de gas y petrolíferos, y proveer de energéticos de calidad y a precios competitivos a los centros de población marginados del país

³ Los procesos de la cadena de valor de Petróleos Mexicanos son cuatro: Exploración y Producción, Transformación industrial, Distribución y Logística y Temas transversales. Pemex Gas participa en los tres últimos.

Para instrumentar estas líneas de acción, el Plan Pemex estableció 23 retos y 54 estrategias, que permitirán guiar el rumbo de Petróleos Mexicanos para cumplir durante los próximos años con el mandato legal de creación de valor y el de alcanzar sustentabilidad operativa y financiera en el mediano y largo plazo.

La Estrategia Institucional de Pemex Gas articula los procesos, las líneas de acción y los retos para el Organismo de la siguiente forma:

Proceso: Transformación industrial	
Línea de acción	Retos
Crecimiento	Procesar todo el gas húmedo de PEP, incorporando la oferta de yacimientos alejados de los centros procesadores de gas tradicionales. Esto se logrará mediante proyectos de incremento de capacidad de proceso, con lo que también se podrán atender los mayores requerimientos de demanda de gas natural y de etano.
Eficiencia	Alcanzar un desempeño operativo de clase mundial atendiendo el rezago en mantenimiento, con mayor énfasis en la disciplina operativa y en el uso de las mejores prácticas operativas. Este reto se atiende por medio de proyectos de cogeneración, incremento de eficiencia operativa y energética, así como de mejoramiento de la confiabilidad operativa en plantas de proceso.

Proceso: Distribución y comercialización	
Línea de acción	Retos
Crecimiento	Disminuir el costo de logística de los hidrocarburos en un entorno de saturación de la infraestructura, disponibilidad limitada de recursos y la oportunidad de terceros de invertir en infraestructura de distribución. Para ello, se incrementará la capacidad del sistema nacional de transporte de gas natural por medio de nuevas estaciones de compresión y nuevas trayectorias de ductos y se optimizará la logística y la capacidad de respaldo en la distribución de gas LP.
Eficiencia	Incrementar la satisfacción del cliente, por medio de la implantación de un sistema Customer Relationship Management (CRM) de gas natural y la adecuación de la comercialización de gas LP conforme al nuevo marco regulatorio.

Proceso: Temas transversales	
Línea de acción	Retos
Responsabilidad corporativa	Garantizar la operación segura, confiable, rentable y sustentable, mediante el fortalecimiento del Sistema Pemex SSPA, con énfasis en los proyectos de construcción de libramientos para las ciudades y en la modernización de las redes contra incendio.
Modernización de la gestión	Apoyar el crecimiento y mejora del negocio mediante tecnologías de información.

En el capítulo 3 de este informe, se presenta con detalle el avance de las acciones definidas por Pemex Gas en el Programa para Incrementar la Eficiencia Operativa en Petróleos Mexicanos (PEO), que consideran entre otras premisas, los retos plasmados en el Plan Pemex.

2. Resultados operativos

a) Producción

Durante 2011, Pemex Gas procesó 4,527.4 millones de pies cúbicos diarios de gas (MMpcd), volumen 1.2% superior a 2010, como resultado de una mayor disponibilidad de gas húmedo amargo y dulce por parte de PEMEX-Exploración y Producción (PEP) en Poza Rica y La Venta, respectivamente.

Proceso de gas y condensados

	2010	2011		Variación %	
		POA	Real	2010	POA
Proceso					
Gas húmedo total (MMpcd)	4,471.6	4,594.0	4,527.4	1.2	-1.5
Gas húmedo amargo	3,421.8	3,486.1	3,445.4	0.7	-1.2
Gas húmedo dulce	1,049.9	1,108.0	1,082.0	3.1	-2.3
Condensados* (Mbd)	52.7	52.8	56.6	7.4	7.1
Producción					
Gas seco (MMpcd)	3,618.2	3,684.7	3,691.6	2.0	0.2
Gas licuado (Mbd)	184.2	186.2	185.4	0.7	-0.4
Etano (Mbd)	119.5	126.5	120.6	0.9	-4.7
Gasolinas (Mbd)	78.7	80.4	81.7	3.9	1.6
Azufre (Mt)	670.0	727.8	636.1	-5.1	-12.6

* Incluye corrientes internas y condensados dulces de Burgos.

En comparación con el Programa Operativo Anual (POA), el volumen procesado en 2011 fue 1.5% inferior, debido a que se recibió por parte de PEP un menor volumen de gas húmedo amargo marino y de gas húmedo dulce de Burgos.

En cuanto al proceso de condensados, se tuvo un promedio de 56.6 miles de barriles diarios (Mbd), 7.4% superior con respecto a 2010, como consecuencia de la mayor oferta de condensados marinos de PEP. En comparación con el

POA, dicho proceso resultó 7.1% superior, lo que se explica por una mayor entrega de condensados amargos.

Acorde con los mayores niveles de procesamiento, respecto al 2010, la producción de gas seco fue de 3,691.6 MMpcd, 2% superior, mientras que la producción de gas licuado fue de 185.4 Mbd mayor en 0.7% al año anterior.

En cuanto a la producción de etano y gasolinas naturales, resultaron 0.9% y 3.9% por arriba de lo realizado en 2010, como consecuencia del mayor recibo de condensados amargos, principalmente de las regiones marinas. Finalmente, la producción de azufre fue 5.1% inferior a la registrada en el año anterior, debido principalmente a una disminución en el contenido de ácido sulfhídrico en las corrientes del gas marino y del Mesozoico de PEP.

En comparación con el POA, durante 2011 se tuvo un menor recibo y por consiguiente el proceso de gas húmedo disminuyó, por lo que la producción de gas licuado, etano y azufre fueron inferiores en 0.4%, 4.7% y 12.6%, respectivamente. Por su parte, la producción de gas seco fue similar a lo programado. Como resultado de la mayor entrega de condensados marinos, la producción de gasolinas naturales se incrementó en 1.6%.

b) Índices de desempeño en plantas de proceso

i. Utilización de la capacidad instalada en las plantas de proceso

El nivel de utilización de las plantas de proceso está en relación directa con la disponibilidad de oferta de gas húmedo y de condensados. La cadena de valor del proceso de producción de gas y líquidos del gas inicia con el endulzamiento de gas húmedo y de condensados, que consisten en remover los contaminantes

como el ácido sulfhídrico y el bióxido de carbono. Los procesos subsecuentes como son la recuperación de líquidos, el fraccionamiento y el proceso de gas ácido, dependen de las entregas de gas húmedo dulce de PEP y de las salidas de los procesos de endulzamiento de gas húmedo amargo y de condensados amargos.

Tipo de proceso	Porcentaje de utilización de plantas de proceso				Variación del 2011 vs		
	Enero-diciembre				2010	POA	Referencia
	2010	2011	POA	Referencia ^a			
Endulzamiento de gas	76.0	76.5	77.4	80	0.5	-0.9	-3.5
Endulzamiento de condensados	26.9	29.4	24.5	80	2.6	4.9	-50.6
Recuperación de líquidos	77.0	78.0	79.2	80	1.0	-1.2	-2.0
Fraccionamiento de líquidos	60.8	61.8	62.1	80	1.0	-0.3	-18.2
Proceso de gas ácido	74.4	72.0	77.9	80	-2.4	-5.9	-8.0

a. Solomon Associates, Worldwide Natural Gas Processing Plant Performance Analysis, 2009.

Durante 2011 los índices de utilización presentaron el siguiente comportamiento:

- Ante el incremento de la disponibilidad de gas húmedo amargo, la utilización de las plantas de endulzamiento de gas fue de 76.5%, 0.5 puntos porcentuales superior respecto al año anterior. Asimismo, la utilización de la capacidad instalada del proceso de recuperación de líquidos en plantas criogénicas, se ubicó en 78%, un punto porcentual superior a 2010. Sin embargo, dichos indicadores de utilización fueron menores respecto al programa en 0.9 y 1.2 puntos porcentuales, respectivamente. La referencia internacional para ambos índices es de una utilización al 80%.
- La mayor oferta de condensados, principalmente de la región marina, provocó que el índice de utilización de las plantas de endulzamiento de condensados se ubicara en 29.4%, 2.6 y 4.9 puntos porcentuales por arriba a 2010 y al programa, respectivamente. El proceso de fraccionamiento de líquidos alcanzó una utilización del 61.8%, un punto porcentual por arriba de lo registrado en 2010, pero 0.3 puntos porcentuales por debajo de lo

programado. Por su parte, el proceso de gas ácido registró una utilización del 72%, 2.4 y 5.9 puntos porcentuales inferiores al año anterior y al programa, esto debido principalmente al bajo contenido de ácido sulfhídrico en la oferta de gas húmedo amargo marino y del Mesozoico de PEP.

ii. Autoconsumo de gas en procesamiento y recuperación de propano

Se presentan dos indicadores que permiten evaluar el desempeño del Organismo con respecto a referencias internacionales.

El primero relacionado con el porcentaje de autoconsumo en el procesamiento de gas, que en 2011 se ubicó en 5.4%. Con este resultado el indicador presenta un desempeño superior a la referencia internacional que ubica el porcentaje de autoconsumo en un 6%.

Por otra parte, el indicador de recuperación de propano en los CPG, se ubicó ligeramente por debajo de lo registrado en 2010, el cual pasó de 96.9% en 2010 a 96.6% en 2011; lo que se explica por los diferimientos de mantenimiento a las plantas criogénicas en los CPG del sureste. No obstante, el resultado obtenido para este indicador es superior a la referencia y permite al Organismo cumplir cabalmente con el proceso de mejora continua de sus actividades sustantivas.

Indicadores de desempeño

	Enero-diciembre			Variación		Referencia
	2010	2011	POA	2010	POA	
	(1)	(2)	(3)	(2)-(1)	(2)-(3)	
Autoconsumos en procesamiento de gas ^a	5.4	5.4	5.4	-0.1	-0.1	<6.0
Recuperación de propano en CPG ^b	96.9	96.6	97.2	-0.3	-0.6	95.0

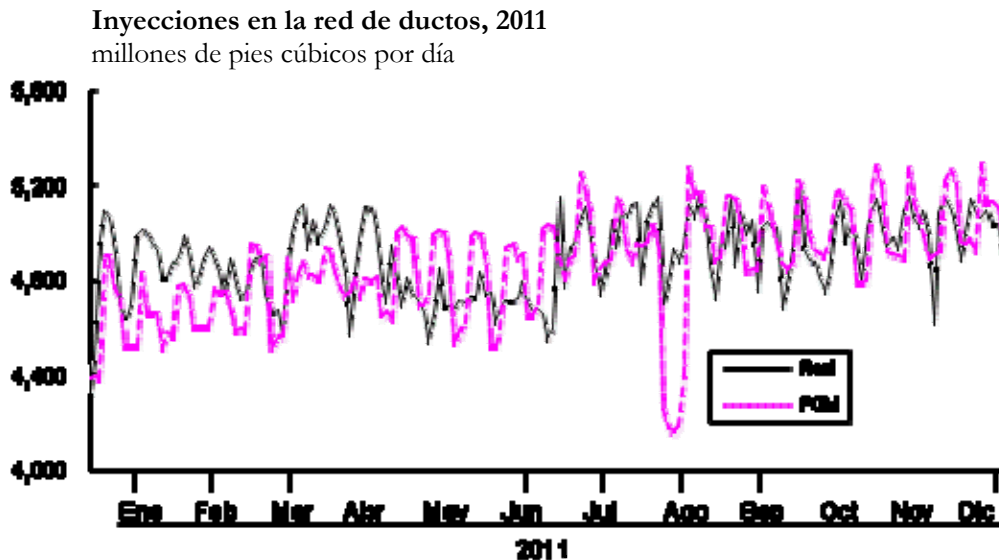
a. Purvin and Gertz, Inc, Analysis of fuel consumption.

b. SRI International, Natural Gas Liquids, Report no. 135.

c) Transporte de productos

Gas natural

El transporte total de gas natural en 2011, se ubicó en 4,858 MMpcd, volumen 2.7% superior a 2010. El transporte considera el Sistema Nacional de Gasoductos (SNG), el Sistema Naco-Hermosillo y Samalayuca. El crecimiento se explica por un mayor consumo de los sectores eléctrico, industrial y distribuidoras.



Considerando únicamente lo transportado por el SNG, al 31 de diciembre la capacidad de transporte fue de 5,012 MMpcd, lo que representa un porcentaje de utilización de 92.6%, que considera el volumen promedio transportado de 4,640 MMpcd. Por su parte, el rango operativo del nivel de empaque se encuentra entre 6,900 y 7,300 MMpc.

Gas licuado

En el ducto Cactus-Guadalajara se transportaron 184.1 Mbd, lo que representó un incremento de 12.9 Mbd respecto a 2010. El volumen transportado aumentó a pesar de la desaceleración del consumo interno, esto debido a que con el inicio de operaciones de la terminal de Atotonilco, en mayo de 2010, esta terminal recibe la producción de gas LP de la Refinería de Tula que es inyectada al ducto; adicionalmente, también contribuyó el crecimiento de las operaciones en las terminales de Abasolo y Zapopan. Considerando que la capacidad de transporte es de 242 Mbd, durante el 2011, la capacidad utilizada fue de 77 %.

Volumen transportado de gas licuado miles de barriles diarios

	2010	2011	Variación	
			Absoluta	%
Total	189.0	200.5	11.5	6.1
Cactus-Guadalajara	171.1	184.1	12.9	7.5
Hobbs-Méndez	17.9	16.5	-1.4	-8.1

La disminución en el volumen transportado por el ducto Hobbs-Méndez está relacionada con la menor demanda de gas LP en el norte del país durante el verano e invierno de 2011. Adicionalmente, el ducto transportó una cantidad de gas LP inferior por los problemas en el ducto en el lado norteamericano que afectaron la logística de importación de este combustible.

d) Mercados de productos

Mercado de gas natural

Durante 2011, el comportamiento del mercado de gas natural que atiende Pemex Gas, continuó con un crecimiento de las ventas internas de 130.2 MMpcd; destaca el aumento del sector eléctrico con 121.2 MMpcd. Por lo anterior y aunado a la menor disponibilidad de gas directo de campos que entrega PEP, fue necesario incrementar las importaciones para satisfacer la demanda total.

Balance de gas seco

millones de pies cúbicos por día

	2010	2011		Variación %	
		POA	Real	2010	POA
Origen	5,539.7	5,559.3	5,603.6	1.2	0.8
Oferta	5,004.0	5,056.7	4,812.7	-3.8	-4.8
Oferta de Pemex Gas ^a	3,692.2	3,756.6	3,767.4	2.0	0.3
Directo de campos	1,311.8	1,300.1	1,045.3	-20.3	-19.6
Importación	535.8	502.7	790.8	47.6	57.3
Destino	5,508.9	5,559.3	5,573.9	1.2	0.3
Consumo Pemex	2,234.7	2,339.6	2,187.5	-2.1	-6.5
Ventas a otros organismos	1,945.7	2,033.1	1,895.5	-2.6	-6.8
Exploración y Producción	1,287.6	1,298.2	1,242.1	-3.5	-4.3
Refinación	337.8	405.7	332.9	-1.5	-18.0
Petroquímica	319.9	328.7	320.0	0.0	-2.6
Corporativo	0.5	0.5	0.5	-3.7	-9.7
Autoconsumo Pemex Gas	289.0	306.5	292.0	1.0	-4.7
Exportación	19.3	0.0	1.3	-93.2	---
Ventas internas	3,254.9	3,219.8	3,385.1	4.0	5.1
Sector eléctrico	1,763.1	1,880.4	1,884.3	6.9	0.2
Industrial y distribuidoras ^b	1,290.4	1,283.9	1,327.7	2.9	3.4
Sector Comercializadores	201.4	55.5	173.1	-14.0	---
Diferencias ^c	30.8	0.0	29.7	-3.8	---

a. La oferta de Pemex Gas incluye la producción de plantas y el etano inyectado a ductos.

b. Incluye empresas autogeneradoras de electricidad.

c. Incluye las variaciones en el empaque en el Sistema Nacional de Gasoductos y diferencias estadísticas por medición.

Oferta. El volumen ofertado fue de 4,812.7 MMpcd, inferior en 3.8% al volumen de 2010. Con respecto al programa, la disminución fue de 4.8%. Ello, como se mencionó anteriormente, derivado de la reducción de 266.5 MMpcd de la disponibilidad de gas seco de campos, principalmente en Burgos y Veracruz.

Consumo. En 2011, la demanda de gas seco total y por sectores se comportó de la siguiente manera:

La demanda total de gas seco, que considera las ventas a terceros, a otros Organismos y exportaciones, fue de 5,573.9 MMpcd, volumen 65 MMpcd superior a lo observado en 2010.

Las ventas internas al sector eléctrico promediaron 1,884.3 MMpcd, 6.9% superior a 2010. Los factores que contribuyeron a incrementar el consumo del gas natural son: el crecimiento en las ventas de energía eléctrica; la reducción de la generación eléctrica mediante plantas hidroeléctricas por el bajo nivel de las presas durante el segundo semestre del año; así como la competitividad de los precios del gas natural respecto a otros combustibles.

En el mismo sentido se comportaron las ventas al sector industrial-distribuidoras, las cuales ascendieron a 1,327.7 MMpcd, 2.9% superiores a 2010. El mayor consumo se explica por el incremento de las ventas al sector acerero y a los clientes en el norte del país.

Por su parte, las ventas a las comercializadoras alcanzaron niveles promedio de 173.1 MMpcd, lo que representó una reducción de 14% con relación a 2010, ocasionado por la menor demanda de las compañías que suministran gas a la Comisión Federal de Electricidad (CFE).

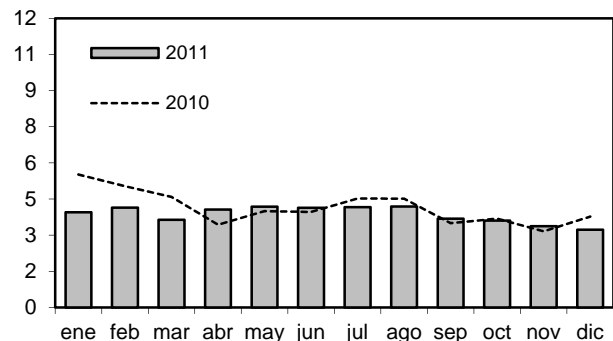
Las ventas a otros Organismos de Petróleos Mexicanos se ubicaron en 1,895.5 MMpcd, 50.3 MMpcd inferiores que el consumo de 2010. La principal disminución se presentó en PEP, debido a una menor entrega de gas para bombeo neumático ocasionado por el accidente en el gasoducto Cactus-El Misterio que provocó restricciones en el suministro.

Con respecto al POA, las ventas internas observaron un crecimiento de 5.1%, que se explica fundamentalmente por una mayor demanda de los sectores industrial-distribuidoras y eléctrico. El consumo Pemex fue inferior en 152.1 MMpcd, debido a la menor entrega de gas a PEP y a Refinación, en este último caso se debe a la reducción en los consumos en las refinerías de Cadereyta, Tula y Salamanca.

Comercio Exterior. Durante 2011, fue necesario importar 790.8 MMpcd, volumen superior en 47.6% y 57.3%, con relación a 2010 y al programa, respectivamente, como resultado de la menor oferta de gas directo de campos y del incremento en el consumo mencionado previamente.

Precios. Durante el ejercicio 2011, el precio promedio de referencia del gas natural se ubicó en 3.86 dólares por millón de Btu, inferior en 0.28 dólares al registrado en el 2010, lo que equivale a una reducción de 6.7%.

Dólares por millón de Btu, ene-dic.



Durante 2011, los factores que más influyeron en el comportamiento de los precios en el mercado norteamericano fueron:

- Estados Unidos tuvo la producción de gas más alta de su historia, al promediar 62.3 MMMpcd, 6.3% por arriba del promedio de 2010. Lo anterior derivado del aumento de 45.4% en la producción de fuentes no convencionales (*shale gas*⁴), la cual se elevó de un promedio de 15.85 MMMpcd en 2010 a 23.04 MMMpcd en 2011; con estos resultados la participación de esta fuente no convencional en el total de la producción se incrementó de 27% en 2010 a 37% en 2011.
- La demanda de gas natural en Estados Unidos, promedió 67.2 MMMpcd, 2.1% superior al 2010. El mayor crecimiento se presentó en el sector eléctrico con un 3% de incremento al requerir 20.8 MMMpcd, derivado de un verano con temperaturas altas y menores precios del gas con relación a otros combustibles. Por su parte, el sector industrial consumió 18.5 MMMpcd, lo que significó un 2.3% de aumento respecto al nivel promedio de 2010, apoyado por una leve recuperación económica. Finalmente, el sector residencial y comercial, con un volumen promedio de 21.8 MMMpcd, registró una contracción de 1.7% por un clima menos frío en el último trimestre de 2011 en comparación con el año precedente.
- En 2011, como resultado del incremento de la producción doméstica en los Estados Unidos, las importaciones provenientes de Canadá disminuyeron

Demanda de gas natural en EU

MMMpcd	Enero-diciembre	
	2010	2011
Total	65.8	67.2
Residencial y comercial	22.2	21.8
Eléctrico	20.2	20.8
Industria	18.1	18.5
Otros consumos	5.3	6.1

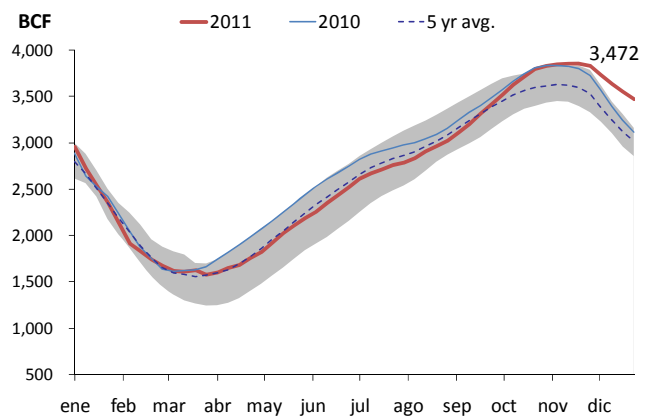
Fuente: PIRA, Energy Group, 20 de diciembre de 2011.

⁴ El *shale gas* es un gas natural que se obtiene del tipo de roca lutita o pizarra. Es una roca sedimentaria muy porosa y en estos poros se encuentra atrapado el gas.

9% al promediar 6.3 MMMpcd. Adicionalmente, como consecuencia del alto nivel de producción interna y los menores precios relativos del gas natural en Estados Unidos con respecto a los observados en Europa y Asia, las importaciones de gas natural licuado (GNL) se ubicaron en 0.8 MMMpcd, 30.8% menores al 2010.

- Con respecto al nivel de almacenamiento, al 31 de diciembre de 2011, el volumen de inventarios alcanzó un nivel histórico de 3,472 MMMpc, volumen superior en 365 MMMpc al registrado en 2010 y en 457 MMMpc al promedio de los últimos cinco años, como resultado principalmente de un mayor incremento relativo en la producción de gas natural con relación al aumento en la demanda y de temperaturas menos frías con respecto a lo esperado en los últimos meses del año.

Almacenamiento de gas natural, 2011



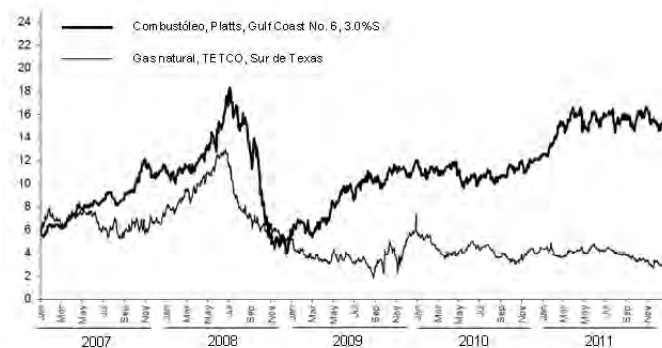
Precios relativos

dólares por millón de Btu, ene-dic

Combustible	2010	2011	% relativo GN
Gasolina	17.034	23.087	498
Diesel	15.060	20.896	441
Crudo WTI	13.470	16.243	321
Propano	12.630	15.910	312
Combustóleo	10.964	14.895	286
Gas Natural	4.138	3.860	Base

Precios de referencia del gas natural vs. combustóleo

dólares por millón de Btu



Durante 2011, nuevamente el gas natural se mantuvo como el combustible de menor precio en el mercado. En cuanto a su más próximo competidor, el combustóleo, la brecha se amplió y en términos relativos fue 286% más caro que el gas natural. En comparación con otros combustibles como el propano, el diesel y la gasolina, los precios de estos fueron 312%, 441% y 498% superiores respecto al precio del gas natural.

Mercado de gas licuado

Durante 2011, el mercado nacional de gas licuado estuvo determinado por una disminución en la oferta, por la desaceleración del mercado interno y por el incremento en los precios de referencia internacional.

Balance de gas licuado miles de barriles por día

	2010	2011		Variación %	
		POA	Real	2010	POA
Origen	291.8	295.2	292.9	0.4	-0.8
Oferta nacional	212.8	216.0	210.5	-1.1	-2.5
Producción Pemex Gas	184.2	186.2	185.4	0.7	-0.4
Otros Organismos	28.6	29.8	25.1	-12.4	-15.7
Importaciones	79.0	79.2	82.4	4.3	4.0
Consumo total	292.9	295.1	291.9	-0.4	-1.1
Ventas internas	287.9	287.4	284.8	-1.1	-0.9
Industriales	0.9	0.8	0.9	3.3	13.0
Otros Organismos	3.4	6.1	3.9	17.0	-35.3
Autoconsumos Pemex Gas	0.7	0.5	0.7	3.6	48.4
Exportaciones	0.1	0.4	1.5	---	---
Variación de existencias ^a	-1.1	0.0	1.0	---	---

a. Incluye variación de inventarios, buque-tanques en tránsito, empaque en ductos y diferencias estadísticas.

Oferta. La oferta nacional de gas licuado se ubicó en 210.5 Mbd, volumen 1.1% inferior al alcanzado en 2010. Lo anterior se explica por la reducción en la disponibilidad de este hidrocarburo por parte de otros Organismos, particularmente de Pemex Refinación, como consecuencia de la disminución en la producción en las refinerías de Salina Cruz y Tula, al procesar un menor volumen de crudo.

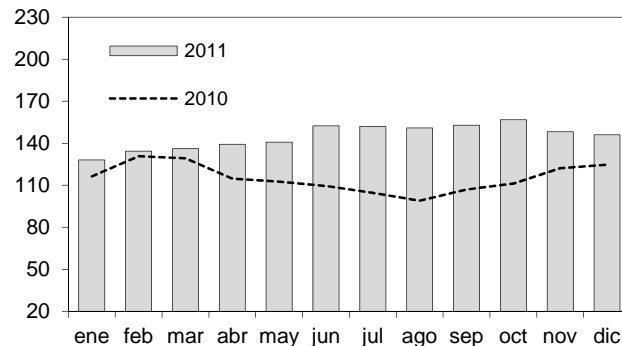
Consumo. Durante 2011, las ventas internas de gas licuado fueron de 284.8 Mbd, volumen inferior en 3.1 Mbd al registrado en 2010. Dicha declinación

estuvo determinada por una reducción en el consumo en los últimos meses de 2011, como resultado de una temporada invernal menos severa en comparación con el año anterior.

Comercio exterior. Las importaciones promediaron 82.4 Mbd, cifra superior en 3.4 Mbd a la registrada en 2010. Los factores que contribuyeron fueron: la reducción de 2.3 Mbd en la oferta nacional, debido a menores entregas de gas LP de Pemex Refinación y las contingencias operativas que complicaron la logística de suministro. En este último caso se encuentran los problemas en el ducto (Hobbs) en Estados Unidos y el retraso de cargamentos a Topolobampo. Por las circunstancias antes descritas fue necesario incrementar la importación por Tuxpan, Mexicali, Pajaritos, Juárez (Ruedas), Nogales y Piedras Negras; así como reiniciar operaciones en la Terminal de Manzanillo.

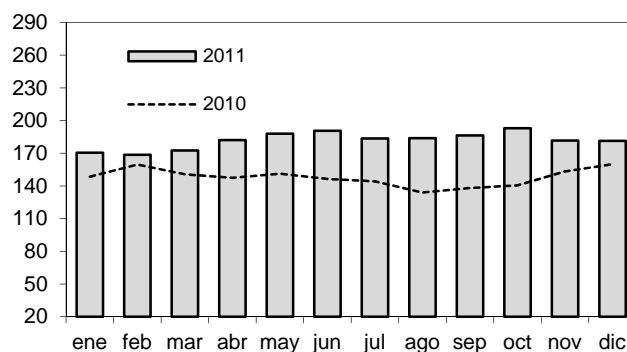
Precios. En 2011, el precio del propano promedió 144.9 centavos de dólar por galón, 26% superior a 2010. El incremento se explica por su correlación con los elevados precios del crudo, así como por el crecimiento en su consumo en el sector agrícola que emplea grandes cantidades de propano para el secado de semillas.

Centavos de dólar por galón, ene-dic.



Por su parte, el precio promedio de referencia del butano, fue de 181.9 centavos de dólar por galón, 23.1% superior al valor registrado en 2010. El aumento es consecuencia de la influencia del mercado del crudo, así como del uso del butano como componente de la gasolina automotriz, ya que durante la temporada invernal se emplea para aumentar la presión de vapor.

Centavos de dólar por galón, ene-dic.



Mercado de gasolinas naturales

Durante 2011, la oferta de gasolina natural promedió 83 Mbd, volumen 3.5% superior a 2010, como consecuencia del mayor recibo de condensados amargos de las regiones marinas. Por el lado de la demanda, las ventas a otros Organismos fueron de 7.2 Mbd, lo que representó una reducción de 4.7 Mbd respecto al año anterior; la disminución obedeció a una menor demanda en Pemex Petroquímica debido a que en 2011 la planta HDS de La Cangrejera operó de manera intermitente.

Durante 2011, la exportación de gasolinas fue de 75.2 Mbd, lo que representa un incremento de 11% respecto a 2010, esto debido a la reducción de los requerimientos de Pemex Petroquímica y al aumento de la oferta.

Balance de gasolina natural miles de barriles por día

	2010	2011		Variación %	
		POA	Real	2010	POA
Origen	80.2	82.9	83.0	3.5	0.1
Oferta Pemex Gas	78.7	80.4	81.7	3.9	1.6
Otros Organismos	1.5	2.5	1.2	-15.8	-49.8
Destino	79.6	82.9	82.4	3.5	-0.6
Ventas a otros Organismos	11.9	15.1	7.2	-39.6	-52.3
Exploración y Producción	1.4	0.8	1.2	-19.1	40.2
Refinación	1.1	1.2	1.4	28.8	10.9
Petroquímica	9.4	13.0	4.6	-50.5	-64.3
Exportación	67.7	67.8	75.2	11.0	10.9
Variación de existencias	0.5	0.0	0.6	8.3	---

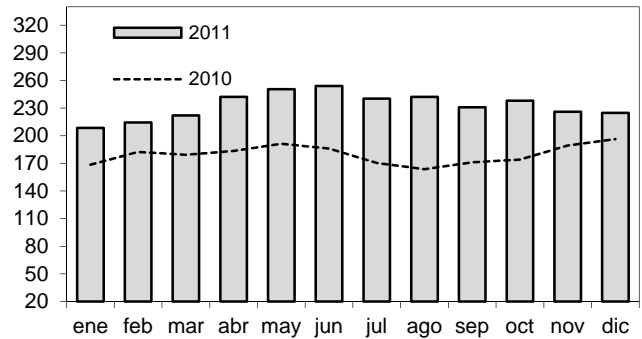
a. Incluye variación de existencias, buque-tanques en tránsito y diferencias estadísticas.

Respecto a lo programado, la oferta de gasolinas naturales fue similar; mientras que las ventas a otros Organismos quedaron 52.3% por abajo, esto debido a

que en el programa se consideró que la planta HDS de La Cangrejera operaría sin contratiempos.

Precios. Durante 2011, el precio promedio de la gasolina natural se ubicó en 232.9 centavos de dólar por galón, 29.7% superior al valor registrado en 2010. La gasolina natural se mantuvo como el líquido del gas que mayor influencia recibe del comportamiento del crudo.

Centavos de dólar por galón, ene-dic.



Mercado de etano

En 2011, la oferta de etano fue de 120.6 Mbd, superior en 0.9% al año anterior, como consecuencia de una mayor oferta de gas de PEP. Por su parte, la demanda de etano de Pemex Petroquímica resultó 0.6% inferior a 2010, esto derivado de problemas operativos en las plantas de etileno (Pajaritos y La Cangrejera), en la planta de polietileno de Morelos y en la planta Swing del Complejo Petroquímico Morelos. Por ello, la inyección de etano a los ductos de gas seco se ubicó en 47.4 Mbd, lo que representó un incremento de 3.3% respecto al año anterior.

Balance de etano

miles de barriles por día

	2010	2011		Variación %	
		POA	Real	2010	POA
Origen	119.5	126.5	120.6	0.9	-4.7
Producción Pemex Gas	119.5	126.5	120.6	0.9	-4.7
Destino	119.5	126.5	120.6	0.9	-4.7
Otros Organismos	73.6	81.2	73.2	-0.6	-9.8
Inyectado a ductos	45.9	45.4	47.4	3.3	4.5
Diferencia Estadística	0.0	0.0	0.0	---	---

Mercado de azufre

Durante 2011, la oferta de azufre fue de 955.8 Mt, inferior en 40.3 Mt respecto al volumen registrado en 2010. De la oferta total, 636.1 Mt corresponden a la producción de Pemex Gas, cifra menor en 33.9 Mt a la observada en 2010, lo que se explica por el menor contenido de ácido sulfhídrico en el gas amargo marino y del Mesozoico. En contraparte, la ventas del mercado interno crecieron 65.7 Mt en comparación con el año anterior; en consecuencia los excedentes a exportación fueron de 297.2 Mt, cifra inferior en 117.2 Mt a la registrada en 2010.

Balance de azufre miles de toneladas

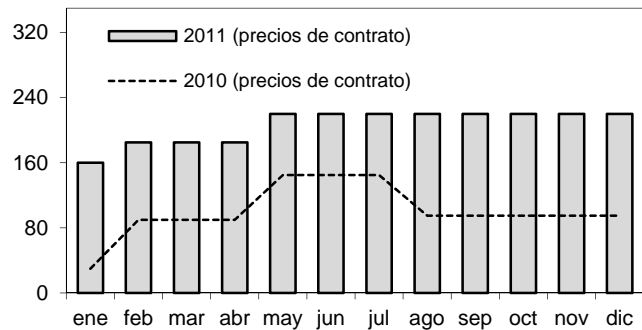
	2010	2011		Variación %	
		POA	Real	2010	POA
Origen	996.2	1,237.6	955.8	-4.1	-22.8
Producción Pemex Gas	670.0	727.8	636.1	-5.1	-12.6
Pemex Refinación	326.2	509.8	319.8	-2.0	-37.3
Consumo total	996.5	1,237.6	945.0	-5.2	-23.6
Ventas internas	582.1	780.0	647.8	11.3	-17.0
Exportación	414.5	457.6	297.2	-28.3	-35.0
Variación de existencias ^a	-0.4	0.0	10.8	---	---

a. Incluye variación de inventarios, buque-tanques en tránsito y diferencias estadísticas.

Con relación al programa, la producción de azufre fue menor en 22.8%, lo que se explica por la reducción en las entregas de Pemex Refinación en Cadereyta, Madero, Minatitlán y Tula, y por una disminución en la producción en Pemex Gas por el menor contenido de ácido sulfhídrico en el gas húmedo amargo. En lo que respecta a las ventas internas, en el programa se esperaba un mayor crecimiento.

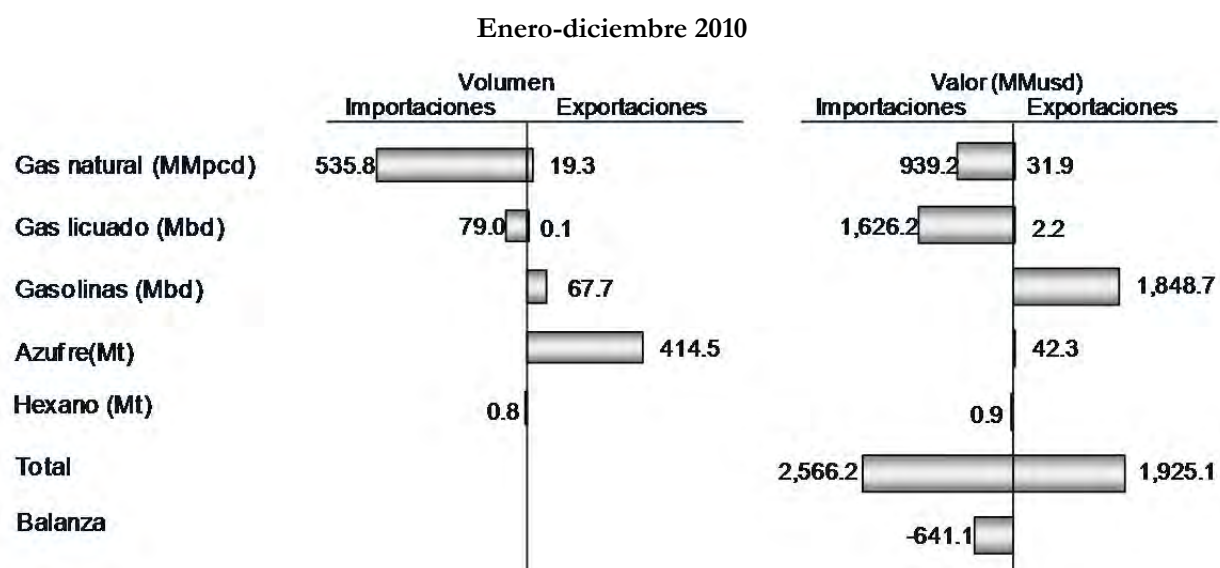
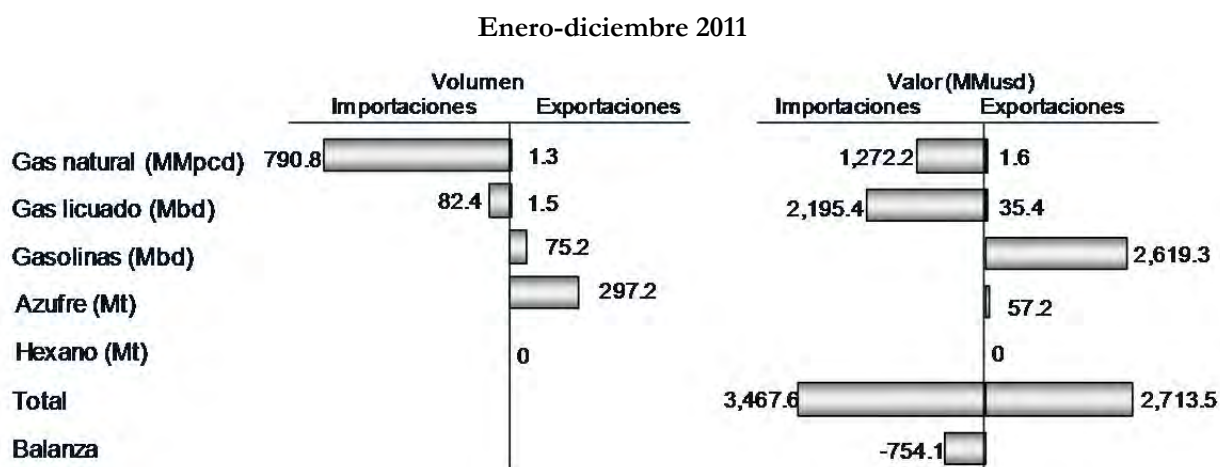
Precios. Desde mayo de 2011, las cotizaciones para el precio en el mercado de azufre se mantuvieron en 220 dólares por tonelada larga; la estabilidad se atribuye al equilibrio entre la oferta y la demanda del mercado mundial del producto, con abastecimientos oportunos hacia los principales clientes como China e India que reciben la mayoría de los cargamentos de Vancouver y del medio Oriente.

Dólares por tonelada larga, ene-dic.



Balanza comercial

En 2011, se presentó un déficit de la balanza comercial por 754.1 millones de dólares, resultado de las importaciones de gas natural y gas licuado. El déficit fue compensado parcialmente con los ingresos obtenidos por las exportaciones de gasolina natural que fueron de 2,619.3 millones de dólares, un incremento de 41.7% respecto al año anterior.



* Incluye butanos.

3. Resumen ejecutivo del Programa para Incrementar la Eficiencia Operativa (PEO)

El Programa para Incrementar la Eficiencia Operativa en Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios 2008-2012 (PEO) contiene indicadores cuantificables, objetivos verificables y metas asociadas, que están basados en estándares internacionales. El programa fue presentado al Congreso de la Unión el 30 de junio de 2008 conforme a lo dispuesto en el artículo noveno transitorio de la Ley Federal de Derechos.

El PEO abarca las actividades que integran la cadena de valor de la empresa, las correspondientes a las áreas de soporte de la entidad y las desarrolladas por las áreas corporativas que tienen mayor impacto en sus resultados. Para Pemex Gas, el PEO agrupa 12 objetivos, de los cuales siete son genéricos y cinco le aplican exclusivamente.

Objetivos genéricos para los Organismos Subsidiarios:

1. Menores diferencias porcentuales entre la producción observada y estimada en los proyectos de inversión.
2. Reducir brechas entre costos observados y estimados.
3. Incrementar la productividad del personal.
4. Acelerar la incorporación de tecnologías disponibles.
5. Mejorar los índices de seguridad.
6. Mejorar la planeación y coordinación operativa.
7. Mejorar los resultados financieros.

Objetivos específicos de Pemex Gas:

8. Incrementar la productividad por millar de pie cúbico procesado.
9. Mejorar el desempeño operativo de los Centros Procesadores de Gas.
10. Mejorar la calidad de los productos de los Centros Procesadores de Gas.
11. Propiciar mejoras en el desempeño de los sistemas de transporte y distribución de gas y petroquímicos básicos.
12. Mejorar la medición de mermas y pérdidas de combustibles y reducir sus niveles de manera sostenida.

Emanados de los objetivos anteriormente descritos, se establecieron 21 acciones y 30 indicadores, cuyos avances y resultados se reportan trimestralmente a la Secretaría de Energía, quien a su vez los remite al Congreso de la Unión. Asimismo, en el reporte de resultados se explican, en su caso, las causas de las desviaciones para cumplir con las metas, así como las medidas implementadas para su corrección.

Cabe destacar que las acciones del PEO se encuentran alineadas con las líneas de acción y retos que se desprenden del Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y de los Organismos Subsidiarios 2010-2024.

Desde el inicio de este programa, Pemex Gas ha presentado catorce informes: dos trimestrales en 2008, cuatro en 2009, cuatro en 2010 y cuatro más en 2011.

De las 21 acciones consideradas originalmente en el programa, 10 están concluidas, 10 están en proceso y se reprogramó una de ellas.

A continuación se presenta la situación de las acciones del PEO clasificadas de acuerdo a su contribución a las líneas de acción del Plan de Negocios.

Línea de acción: Crecimiento

No.	Descripción	Avance
2	Desarrollar el proyecto de ampliación y confiabilidad operativa del CPG Poza Rica.	En proceso. El proyecto de construcción de la planta criogénica presenta un avance físico de 85% al cierre de diciembre.
3	Incrementar la producción de líquidos en la planta criogénica e instalar sección de fraccionamiento en el CPG Arenque.	Reprogramada. Con base en los escenarios de oferta de gas húmedo de PEP, actualizados en el Ciclo de Planeación 2011, será hasta 2017 cuando den inicio las actividades para la construcción de infraestructura propia en el CPG Arenque.

Línea de acción: Eficiencia

No.	Descripción	Avance
4	Construir una planta de cogeneración en el CPG Nuevo Pemex.	En proceso. El inicio de la prestación del servicio se tiene programado para el cuarto trimestre de 2012.
7	Mantenimiento integral al gasoducto 24" Reynosa –Chihuahua.	<p>En proceso. Se concluyeron las fases I y II del mantenimiento integral al gasoducto 24" Reynosa-Chihuahua, la primera fase consistió en la inspección, rehabilitación y certificación de 119 km de ductos, y la fase II en la inspección, rehabilitación y certificación de 352 km.</p> <p>La fase III considera inspeccionar, rehabilitar y certificar 485 km de los tramos de Los Herrera-Cadereyta y Chávez-Chihuahua. Actualmente, el proyecto se encuentra en proceso de firma con las Constructoras Mexicana Civil SA de CV y Cía. Ndt System and Service de México SA de CV. Se estima iniciar los trabajos a finales de enero de 2012.</p>
10	Desarrollar el esquema comercial de gas LP ante el nuevo entorno regulatorio.	<p>En proceso. Continúa pendiente la aprobación de los Términos y Condiciones de Ventas de Primera Mano (TYCVPM).</p> <p>En marzo de 2011, la Comisión Reguladora de Energía (CRE) entregó a Pemex Gas, una nueva revisión de los TYCVPM y Lineamientos Operativos de Condición Financiera y Suspensión de Entrega (LOCFSE), cuyas principales adecuaciones tenían como objetivo la instrumentación del Régimen Permanente durante la segunda mitad de 2011. El 31 de marzo de 2011 se recibieron comentarios de la Comisión Reguladora de Energía (CRE) a los LOCFSE, actualmente se llevan a cabo los trabajos de revisión de dicho documento por parte de Pemex Gas.</p>

No.	Descripción	Avance
		<p>El nuevo proyecto de TYCVPM de Gas Licuado de Petróleo acordado al interior de Pemex Gas se entregó el 24 de octubre de 2011 a la Comisión Reguladora de Energía. El Organismo se encuentra en espera de los comentarios por parte de la autoridad.</p> <p>Por lo que respecta a la Directiva de Precios, debido a la extinción de los permisos de almacenamiento mediante planta de suministro de las instalaciones aledañas a los Centros Procesadores de Gas en Matapionche, Cactus, Poza Rica, Salina Cruz y Burgos, donde Pemex Gas sólo presta el servicio de entrega de gas licuado a clientes y no el de almacenamiento, la CRE resolvió no hacer modificaciones a la Directiva de Precios y aprobó los costos que se aplicarán.</p>

Línea de acción: Responsabilidad corporativa

No.	Descripción	Avance
6	Construir los libramientos de Jalapa, Veracruz; Morelia, Michoacán y El Durazno, Guanajuato.	<p>En proceso. El libramiento de Xalapa acumuló un avance físico de 63.2%. El 17 de junio de 2011 se firmó unilateralmente el acta de finiquito de la compañía Condux, S.A. de C.V. Para la terminación del libramiento de Xalapa en octubre de 2011 inició un nuevo proceso de licitación pública nacional, se recibieron cinco propuestas de compañías interesadas en participar en la licitación. Con base en los resultados de la evaluación técnica, el 22 de noviembre de 2011 se declaró desierto el proceso.</p> <p>Se analizó la posibilidad de realizar una asignación directa a una compañía contratista para concluir el libramiento. Esta opción se presentará al Subcomité de Adquisiciones, Arrendamientos, Obras y Servicios (SUBCAAOS) en febrero de 2012. El inicio de operación del libramiento se estima para octubre de 2012.</p> <p>La construcción del libramiento de Morelia, Michoacán tiene un avance de 98%.</p> <p>Por otra parte, la construcción del libramiento El Durazno, Guanajuato se encuentra totalmente terminada.</p>
14	Modernizar redes contra incendio en los CPG Nuevo Pemex y Cd. Pemex.	En proceso. La modernización de las redes contra incendio de los CPG Nuevo Pemex y Ciudad Pemex presenta un avance de 75% y 58%, respectivamente (el

No.	Descripción	Avance
		<p>avance físico se actualizó de conformidad con el convenio de ampliación de plazo D-3).</p> <p>Para la modernización de la red contraincendio del CPG Nuevo Pemex, se encuentra en trámite el convenio de ampliación con fecha de terminación al 15 de noviembre de 2012.</p> <p>En el caso de la modernización de la red contraincendio del CPG Ciudad Pemex, con la formalización del convenio de ampliación D-3, la nueva fecha de término es para el 30 de agosto de 2012.</p>
15	Modernizar los sistemas de desfogue en el CPG Cd. Pemex.	<p>En proceso. A la fecha, el proyecto presenta un avance de 52%. Como consecuencia de la desviación registrada entre los avances físico y financiero, programados y reales de la obra y con base a la normatividad correspondiente, con fecha 30 de marzo de 2011 se notificó a DICA, Infraestructura, S.A. de C.V., el inicio del procedimiento administrativo de rescisión del contrato: El 28 de junio de 2011 Pemex Gas notificó la rescisión del contrato e inició el proceso de finiquito.</p> <p>Durante el segundo semestre del año se llevó a cabo el diagnóstico para determinar el estatus en que el contratista dejó las obras. Adicionalmente, se trabajó en la definición de las bases de usuario de la obra que quedó pendiente por ejecutar y con ello convocar a una nueva licitación.</p>
16	Realizar el proyecto de seguridad física en las instalaciones de los centros procesadores de gas.	<p>En proceso. En abril de 2010, se formalizaron las propuestas de mejora para la operación de los convenios de colaboración en materia de seguridad física, celebrados entre Pemex, la Secretaría de la Defensa Nacional y la Secretaría de Marina Armada de México.</p> <p>Durante 2011, se inició el análisis de actividades para la elaboración y homologación de los planes integrales de seguridad física en los nueve Centros Procesadores de Gas.</p> <p>El avance al cuarto trimestre de 2011 se mantiene en 52%.</p>

Línea de acción: Modernización de la gestión

No.	Descripción	Avance
13	Mejorar las aplicaciones de Tecnologías de Información para la comercialización de gas natural y gas LP.	<p>En proceso. A continuación se informa el avance de las principales actividades durante 2011:</p> <p>Con el fideicomiso para la Reposición de Activos se logró:</p> <ul style="list-style-type: none"> • La automatización de los documentos necesarios para la emisión de las notas de ajuste correspondientes para los clientes inscritos en el fideicomiso. • La incorporación de 170 clientes al esquema de reposición de activos. <p>A través de MGI Trading se logró:</p> <ul style="list-style-type: none"> • La implementación de una nueva sociedad, para realizar el proceso comercial de importación y exportación de gas LP y butano. • La incorporación del servicio de timbrado en las facturas de MGI por una compañía externa, a fin de cumplir con la reglamentación del SAT, cabe destacar que por primera vez se realiza esta actividad en Pemex. <p>A través de MGI Supply se logró:</p> <ul style="list-style-type: none"> • La activación masiva de deals desde la solución de Trading Gas Natural, esto es, crear los documentos de compra-venta entre las distintas entidades de la operación. • La reducción del tiempo del proceso de importaciones/exportaciones de gas natural de más de cuatro horas a un máximo de dos horas. • Implementación de una nueva sociedad para llevar a cabo el proceso comercial para la importación y exportación de gas LP y butano. En la exportación, se logró la interacción con las áreas de finanzas, logística, operaciones, facturación y cobranza. • Se realizó la incorporación del proceso de MGI a la bóveda electrónica de Pemex Gas para el pago a proveedores. • Se realizó la incorporación del servicio de timbrado en las facturas de MGI por una compañía externa, a fin de cumplir con la Reglamentación del SAT, cabe destacar que por primera vez se realiza esta actividad en Pemex. <p>Con las mejoras al proceso de administración del</p>

No.	Descripción	Avance
		<p>NAESB y a la Optimización de Nominaciones a Gasoductos Americanos se logró:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Reducir en 80% el tiempo de envío de nominaciones y se eliminó el re-envío de las mismas. • Que los gasoductos americanos reporten mejoras en la entrega de mensajes de respuesta hacia Pemex Gas. <p>A través del sistema de Trámites de Ductos se logró:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Contar con una sección en el portal público donde el usuario pueda consultar información referente a trámites. • Tener mayor transparencia en los trámites con los clientes de Ductos. • Tener menor tiempo de trámites en la empresa. • Dar cumplimiento a lo solicitado por el Órgano Interno de Control (OIC) para mejorar y mantener en un estado óptimo de operación los trámites de alto impacto. <p>Trasposos de Azufre:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Se realizaron mejoras internas al proceso de documentación de embarques para trasposos de azufre, para llevar un control más estricto de la carga y descarga del producto. <p>Poder Calorífico para Distribuidores:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Se concluyó un desarrollo para que los distribuidores de gas natural carguen las mediciones con el poder calorífico de origen. <p>En las Mejoras al Proceso de Pre-Flujo de la Subdirección de Ductos se logró:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Control de la operación comercial de transporte de acuerdo a los términos y condiciones generales emitidos por la CRE. • Cumplimiento de las acciones de mejora que realizó el Órgano Interno de Control a la Gerencia comercial de transporte. <p>En los Ajustes para Cross Balance de Distribuidoras de Gas Natural se logró:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Integrar los diversos documentos como son entregas, penalizaciones y descuentos relacionados con un ajuste en la medición o bien en la nominación de clientes en esquema Cross.
19	Reducir costos de suministro de bienes y servicios.	En proceso. A diciembre de 2011 el Sistema Integral de Información de Adquisiciones y Obras Públicas (SIIAOP) mantiene un avance de 40%, esto derivado

No.	Descripción	Avance
		<p>de la transferencia de las funciones de tecnologías de información al corporativo. La nueva fecha compromiso queda sujeta a las prioridades corporativas, ya que la Gerencia del Centro de Competencia de la Subdirección de Integración de Soluciones y Procesos de Negocio ha manifestado no contar con los recursos que permitan darle continuidad al SIIAOP.</p> <p>Cabe destacar que el Módulo de Recepción de Requerimientos (MRR), fue rehabilitado y actualizado con un nuevo formato y sistema operativo, el cual permite a Pemex Gas, solicitar la contratación de bienes y servicios directamente con el fabricante.</p> <p>Al cierre del cuarto trimestre de 2011 se formalizaron 66 convenios para la transmisión y recepción de información a través de medios electrónicos, que considera la inclusión de los precios y condiciones de los bienes y servicios que proporciona el proveedor primario incorporados en el Catálogo Electrónico Pactado de Pemex Gas.</p> <p>Al término del cuarto trimestre, por primera ocasión, Pemex Gas se incorporó a un Contrato Preparatorio Nacional.</p> <p>En el programa “Módulos de Capacitación Bajo Demanda en materia de Contratación”, se modificó su contenido a nivel de módulos, toda vez que se introdujeron temas relevantes y urgentes de atender como lo son las derivaciones de la aplicación de la Ley Pemex y sus Disposiciones Complementarias, por lo que los nuevos temas declarados son: Términos para el proceso de contratación, Modelo Económico y Modelo de Contrato, Régimen Específico de Contratación (REC) y Programas anuales e Informes técnicos.</p>

4. Situación y avances en los principales proyectos de inversión

Pemex Gas ha diseñado un portafolio de proyectos que le permite, entre otros aspectos, disponer de la infraestructura de proceso para aprovechar la oferta de hidrocarburos de PEP, fortalecer e introducir flexibilidad operativa al sistema de transporte, aprovechar el potencial de cogeneración eléctrica, así como atender la demanda de etano requerida por el proyecto Etileno XXI. Destacan los siguientes proyectos:

- Estación de compresión Emiliano Zapata y libramiento a Xalapa.
- Planta criogénica de 200 MMpcd en el CPG Poza Rica.
- Cogeneración en el CPG Nuevo Pemex.
- Etileno XXI.
 - Contrato de suministro.
 - Transporte de petroquímicos de Nuevo Pemex-Cactus a Coatzacoalcos.
 - Ductos petroquímicos vía Agave.

A continuación, se presentan las cédulas para cada uno de los proyectos previamente referidos, en las que se detalla su evolución, alcance, montos de inversión, calendario de ejecución e indicadores de rentabilidad.

Planta criogénica de 200 MMpcd en el CPG Poza Rica

Objetivo

Contar con la infraestructura requerida para procesar 200 MMpcd de gas húmedo dulce del Proyecto Aceite Terciario del Golfo (PATG).

Alcance

Construcción de una planta criogénica de 200 MMpcd en terreno de Pemex Gas, aprovechando la infraestructura del complejo procesador de gas Poza Rica. Construcción de dos esferas para almacenar gas licuado, de 20 Mb cada una.

Contratista

ICA Flúor Daniel, S. de R.L. de C.V. y Linde Process Plants, Inc.

Tipo de contrato

Contrato mixto (precio alzado y precios unitarios).

Actividades relevantes^a

Actividades	08	09	10-11	12
Bases de usuario	may			
Bases de licitación IPC	nov			
Contratación del IPC ^b		jun		
Procura y construcción		ago		jun
Pruebas y arranque				jul-ago

a. De acuerdo al último estimado realizado con el contratista derivado de la necesidad de ejecutar obra extraordinaria.

b. IPC: Ingeniería, Procura y Construcción.

Indicadores económicos* mm\$

Costo total**	4,508
VPN	2,447
TIR (%)	18

* Evaluación con premisas del Ciclo de Planeación 2011, después de impuestos.

El tipo de cambio considerado en la evaluación es 12.9 pesos por dólar.

** Grado de definición: proyecto contratado.

Cifras en pesos constantes 2011.

Inversión* mm\$

Monto	Ejercido			Programa	Total
	Acum. a 09	10	11	2012	
Total	697	1,838	1,103	870	4,508
Estudios	-	-	-	-	-
Ejecución	697	1,838	1,103	870	4,508

*Cifras en pesos constantes 2011; equivalente a 349.5 millones de dólares a una paridad de 12.9 pesos por dólar.

Fuente: Cierres 2009 y 2010: reportes anuales de Cuenta Pública. Ene-dic, 2011: Ejercicio de cierre: segundo corte de diciembre para informe del cuarto trimestre.

2012: estimado para concluir el proyecto.

Avance del proyecto(%)

Físico		Financiero	
Prog.	Real	Prog.	Real
88	85	88	86

Observaciones

Al cierre de diciembre de 2011, se han presentado los siguientes avances:

1. Se concluyó el desarrollo de la ingeniería básica y de detalle.
2. Se terminó la procura de los equipos principales y críticos de la planta, con la llegada a sitio de la torre desetanizadora el 29 de diciembre de 2011.
3. Se continúa con la recepción en sitio de equipo e instrumentos de control.
4. En la fase de construcción, se prosigue con las siguientes actividades: a) montaje, inspección y alineación de equipos mecánicos (deshidratadores y compresor expensor); b) montaje, soldadura, pruebas, limpieza y aplicación de recubrimientos en tuberías sobre racks y al interior de la planta para diversos servicios; c) construcción de los sistemas de drenaje (pluvial, aceitoso y sanitario) y de las plantas de tratamiento de efluentes; d) construcción del cuarto de monitoreo tipo bunker; e) construcción de un dique para el área de almacenamiento; f) construcción de ductos y cableado para instalación de instrumentos y sistemas de protección; g) montaje de equipos de aire acondicionado en cuarto de control y de la subestación eléctrica (SE) No.14; h) cimentación de la SE-115; i) trabajos civiles en cuarto de control, casa de cambio, cuarto de baterías y eléctrico y SE No.13.

El avance físico se refiere al proyecto global, el cual considera la obra contratada más nuevas actividades no previstas en el alcance original. Al respecto, el avance físico de la obra contratada del proyecto (pedido GOPL01309P) es del 86%, el cual considera el ajuste por la inclusión de volúmenes de obra adicionales derivados del desarrollo de la ingeniería de detalle por parte del contratista, mismo que se formalizó a través del convenio adicional (CP-1/D-1) para la ampliación de monto y plazo del contrato, suscrito el 28 de febrero de 2011. Por lo anterior, el monto de inversión se incrementó de 4,184 a 4,508 millones de pesos y se reprogramó la terminación mecánica de la planta para junio de 2012, y las pruebas y arranque para el periodo julio-agosto del mismo año.

La diferencia entre el avance físico programado y el real obedece a la reprogramación de la entrega de la torre desetanizadora de agosto a diciembre de 2011. Derivado del atraso señalado, se está preparando el convenio para el reconocimiento del caso fortuito.

Cogeneración en el CPG Nuevo Pemex

Objetivo

Aprovechar el potencial de cogeneración del centro procesador de gas Nuevo Pemex, a fin de generar energía eléctrica y vapor con alta eficiencia y confiabilidad, así como suministrar energía eléctrica a bajo costo a otros centros de trabajo de Pemex.

Alcance

Construcción, por parte de un tercero, de una planta para generar 300 MW de energía eléctrica y un rango de 550 a 800 toneladas-hora de vapor, así como la instalación de líneas de transmisión de energía eléctrica para la integración al Sistema Eléctrico Nacional.

Prestador del servicio

Abengoa Cogeneración Tabasco, S. de R.L. de C.V. (ACT)*

*El 8 de septiembre de 2009, el licitante ganador constituyó esta empresa para el desarrollo del proyecto. En junio de 2010, se integró a la sociedad la empresa GTPSTW Holdings, S. de R.L. de C.V., filial de GE Energy Capital Services.

Tipo de contrato

Contrato de servicio

Actividades relevantes

Actividades	08	09	11	12
Bases de usuario	ago			
Bases de licitación IPC	ago			
Contratación del IPC ^a		sep		
Desarrollo de las instalaciones		sep		sep
Inicio prestación del servicio				oct

a. Las fases de contratación y desarrollo de ingenierías se incluyen en el paquete IPC, por lo que serán desarrolladas por la compañía ganadora de la licitación.
IPC: Ingeniería, Procura y Construcción.

Indicadores económicos* mm\$

Costo total	6,360
VPN	2,877
TIR (%)	16

*Después de impuestos. Incluye el beneficio de cogeneración eficiente.

El tipo de cambio considerado en la evaluación es de 12.90 pesos por dólar (paridad utilizada para el ciclo de planeación 2011).

Inversión* mm\$

Monto	Ejercido			Programado	Total
	Acum. a 09	10	11	12	
Total	-	-	-	-	6,360
Estudios	-	-	-	-	-
Ejecución	-	-	-	-	6,360

*Cifras en pesos constantes 2011.

Incluye inversión física por un monto de 461.1 millones de dólares (oferta ganadora), equivalente a 5,948 millones de pesos, a un tipo de cambio de 12.9 pesos por dólar. Adicionalmente, considera gastos por reembolsar (derechos de paso y consultoría a CFE) por un monto de 412.8 millones de pesos. La inversión será calendarizada por el licitante ganador.

Avance del proyecto* (%)

Físico		Financiero	
Prog.	Real	Prog.	Real
91	91	91	91

Observaciones

Al cierre de diciembre de 2011, se cuenta con los siguientes avances conforme a programa:

Montaje de los recuperadores de calor unidades 1 y 2, con avance del 93% y 94% respectivamente, mientras que el avance de los turbogeneradores de estas unidades se situó en 88% para ambos. Se concluyeron las siguientes actividades: a) construcción de subestaciones eléctricas (SE); b) montaje de bombas de agua de alimentación a recuperadores de calor; c) montaje de la estructura metálica en caseta de bombas de agua desmineralizada, condensada y agua contraincendio; d) montaje de tubería y tratamiento térmico de la tubería de vapor principal. Se continúa con el desarrollo de: a) montaje de filtros y reguladores de presión de gas combustible; b) pruebas de pre-arranque de los subsistemas de transmisión que conforman los equipos principales de la planta de cogeneración; c) pre-ensamble y montaje de tubería de interconexión de los recuperadores de calor en las unidades 1 y 2; d) trabajos de obra civil del camino de acceso, vialidades y terracerías; e) líneas de transmisión y, f) se iniciaron las pruebas para las SE.

El 5 de septiembre de 2010 se remitió al proveedor la resolución sobre el evento de Caso Fortuito o Fuerza Mayor (CFFM) derivado de las inundaciones de finales de agosto ese año, en la cual se reconoce el evento como Caso Fortuito y considera que sus efectos no provocaron desviaciones al programa de ejecución de los eventos críticos.

El 15 de marzo de 2011, ACT solicitó a Pemex Gas considerar como CFFM el terremoto y posterior tsunami sucedido en Japón, lo cual retrasó la entrega en sitio de los generadores. El pasado 2 de agosto, ACT informó la finalización de dicho evento y ambos generadores ya se encuentran en sitio. Pemex Gas está en espera de la información soporte para el análisis de procedencia.

El 3 de mayo de 2011, ACT solicitó a PGPB considerar como CFFM las tormentas presentadas en Colombia, lo cual retrasó la entrega de los transformadores principales y auxiliares. El 25 de julio de 2011, ACT notificó a Pemex Gas la finalización de este evento; todos los transformadores se encuentran en sitio. Pemex Gas está en espera de la información para el análisis de procedencia. No se prevé que los eventos antes descritos retrasen la entrada en operación del proyecto.

Estación de compresión Emiliano Zapata y libramiento a Xalapa

Objetivo

Incrementar la capacidad de transporte de gas natural del ducto de 48" Cempoala-Santa Ana, de 1,014 a 1,389 MMpcd.

Alcance

Construcción de una estación de compresión, con dos unidades rehabilitadas de 17,500 HP cada una, en Emiliano Zapata, Ver., y un libramiento a la Ciudad de Xalapa de 22 km, en el gasoducto de 48" Cempoala-Santa Ana.

Contratista

- Estación de Compresión: Ática Corp., S.A. de C.V.
- Libramiento: Condux, S.A. de C.V.

Tipo de contrato

Estación de compresión y libramiento: precios unitarios.

Actividades relevantes

Actividades	Fecha	
	Inicio	Término
Ing. básica y de detalle	jul/04	sep/04
Adquisición tubería	oct/06	abr/07
Procura y construcción	nov/08	sep/12
Interconexión	sep/12	sep/12
Inicio de operación		oct/12

Indicadores económicos* mm\$

Costo total (proyecto en ejecución)	1,826
VPN	592
TIR (%)	14

* Después de impuestos. El tipo de cambio considerado es 12.90 pesos por dólar.
Cifras en pesos constantes 2011.

Inversión* mm\$

Monto	Ejercido			Programa	Total
	Acum. a 09	10	11		
Total	1,478	85	25	238	1,826

*Cifras en pesos constantes 2011.
Fuente: Acum. a 2009 y cierre 2010: reportes anuales de Cuenta Pública.
2011: Ejercicio de cierre: segundo corte de diciembre para informe del cuarto trimestre. 2012: estimado para concluir el proyecto.

Avance del proyecto* (%)

Físico		Financiero	
Prog.	Real	Prog.	Real
86	84	96	92

*Avance físico calculado con base al valor devengado del proyecto. El avance es al cierre de diciembre de 2011 y se refiere al proyecto integral. Las diferencias entre los porcentajes de avance programado y real se deben a que no fue posible asignar en 2011 las actividades pendientes para concluir el libramiento Jalapa.

Observaciones

Al cierre de diciembre de 2011:

- La estación de compresión está concluida y operando.
- El libramiento de Xalapa acumuló un avance físico de 63.2%.
- El 17 de junio de 2011 se firmó unilateralmente el acta de finiquito de la compañía Condux, S.A. de C.V.
- El 11 de octubre de 2011 se recibieron cinco propuestas de compañías interesadas en participar en la licitación pública nacional para la terminación del libramiento de Xalapa. Con base en los resultados de la evaluación técnica, el 22 de noviembre de 2011 se declaró desierto el proceso de esta licitación.
- Se está analizando la posibilidad de realizar una asignación directa a una compañía contratista para concluir el libramiento. Esta opción se encuentra en proceso de análisis y sustento para su presentación al Subcomité de Adquisiciones, Arrendamientos, Obras y Servicios (SUBCAAOS).
- Con respecto a los trabajos de interconexión, se cuenta con toda la información para iniciar un segundo proceso de licitación de este servicio.
- El inicio de operación del libramiento se estima para octubre de 2012.

Etileno XXI: Contrato de suministro

Objetivo

Subasta de un contrato de suministro de etano a largo plazo para la construcción y operación de una planta de desintegración térmica de etano (*cracker*) por inversionistas privados, con capacidad de hasta un millón de toneladas por año, así como otras instalaciones para producir derivados de dicho producto petroquímico.

Alcance

Asignar, a través de una subasta, un contrato de suministro de largo plazo (20 años) para otorgar la materia prima necesaria para llevar a cabo el proyecto.

Actividades relevantes*

Actividades	08	09	10	11	12	13	14
Distribución de paquete informativo	ago						
Presentación de la propuesta técnica		mar-sep					
Fallo de la subasta		nov					
Reorganización societaria del consorcio ganador y formalización del contrato de suministro			feb				
Construcción				inicio			dic

Indicadores económicos

No aplica, puesto que el proyecto será desarrollado por un inversionista privado.

* El proyecto es de carácter privado, por lo que las fechas de inicio y fin de construcción son estimadas y pueden variar constantemente.

Inversión*

mm\$

Monto	Ejercido			Programado		Total
	Acum. a 09	10	11	12	13+	
Total	-	-	-	-	-	41,280
Estudios	-	-	-	-	-	-
Ejecución	-	-	-	-	-	-

* Cifras en millones de pesos constantes 2011.

Fuente: Inversión estimada en 3,200 millones de dólares (cifra actualizada por el consorcio. Tipo de cambio: 12.9 pesos por dólar. (paridad considerada para el Ciclo de Planeación 2011). El monto de inversión es de carácter indicativo, toda vez que este proyecto lo realizará un inversionista privado.

Observaciones

- El 6 de noviembre de 2009, Pemex Gas suscribió un acuerdo de entendimiento con Braskem S.A. de Brasil y el grupo mexicano IDESA, S.A. de C.V., quienes resultaron ganadores de la subasta para que, en un plazo inicial de 90 días, se reorganizaran societariamente; este plazo se modificó a 105 días.
- El 11 de febrero de 2010, la Comisión Reguladora de Energía emitió la resolución RES/036/2010, mediante la cual autorizó la fórmula aplicable al contrato de suministro, así como los términos y condiciones del mismo.
- El contrato de suministro se formalizó el 19 de febrero de 2010 por 66 Mbd.

Transporte de petroquímicos de Nuevo Pemex – Cactus a Coatzacoalcos

Objetivo

Incrementar la seguridad en el sistema de transporte de etano gas de Cactus al área de Coatzacoalcos y garantizar el suministro de este petroquímico a Pemex Petroquímica y al proyecto Etileno XXI.

Alcance

Desarrollo de la ingeniería básica y de detalle y construcción de dos ductos, uno de 12" x 11 km de Nuevo Pemex a Cactus y otro de 20" x 130 km de Cactus a Cangrejera, con derivación en Pajaritos. La capacidad del ducto será de 140 MMpcd para el transporte de etano gas e integración al anillo de etano.

Actividades relevantes

Actividades	12	13	14
Localización trazo y perfil, estudios topográficos y ambientales	ene-jun		
Permisos de paso	ene-jun		
Licitación y contratación de tubería	mar-may		
Suministro de tubería	jun	may	
Licitación y contratación de IPC	abr-jun		
Ejecución, pruebas y arranque	jun		jun

IPC: ingeniería, procura y construcción.

Indicadores económicos* mm\$

Costo total**	2,320
VPN	0
TIR (%)	12

*Después de impuestos. El tipo de cambio considerado es 12.9 pesos por dólar.

**Grado de definición estimado de costos clase V (+50%/ -30%).

Cifras en pesos constantes 2011.

Inversión*

mm\$

Monto	Ejercido			Programado			Total
	Acum. a 09	10	11	12	13	14	
Total	-	2	-	326	1,280	712	2,320
Estudios	-	2	-	34	-	-	36
Ejecución	-	-	-	292	1,280	712	2,284

*Cifras en pesos constantes 2011.

Fuente: Cierre 2010: reporte de Cuenta Pública. 2011: Ejercicio de cierre: segundo corte de diciembre para informe del cuarto trimestre. 2012: PPEF. 2013-2014: estimado para concluir el proyecto.

Observaciones

- El proyecto está evaluado con base en una tarifa de equilibrio que sólo considera la recuperación de la inversión, los costos del proyecto y un rendimiento de 12 por ciento.
- Las actividades de este proyecto se programaron con el fin de concluirlo antes de las pruebas de operación del proyecto Etileno XXI (finales de junio de 2014).
- El ducto transportará 66 Mbd de etano hacia las plantas del consorcio Etileno XXI.
- El 15 de julio de 2011 se obtuvo la acreditación de la etapa FEL I por parte del GTI-PMX.
- La localización trazo y perfil, así como los estudios topográficos y ambientales, se asignarán a una firma de ingeniería. Al cierre de diciembre de 2011, se encontraba en preparación la propuesta técnico económica por parte de las compañías interesadas.

Ductos petroquímicos vía Agave

Objetivo

Renovar la infraestructura de transporte de C_2^{+a} en el sureste del país, con el fin de transportar de manera segura y confiable este producto al complejo Nuevo Pemex para su fraccionamiento.

a. Mezcla de etano, propano, butano y otros petroquímicos básicos; según la especificación del gas en el CPG Cd. Pemex.

Alcance

Desarrollo de la ingeniería básica y de detalle y construcción de un ducto de Ciudad Pemex a Nuevo Pemex de 20" x 70 km para el transporte de C_2^{+} sobre el derecho de vía denominado Agave.

Actividades relevantes

Actividades	12	13
Localización trazo y perfil, estudios topográficos y ambientales	ene-jun	
Permisos de paso	ene-jun	
Licitación y contratación de tubería	mar-may	
Suministro de tubería	jun	may
Licitación y contratación de IPC	abr-jun	
Ejecución, pruebas y arranque	jun	dic

IPC: ingeniería, procura y construcción.

Indicadores económicos* mm\$

Costo total**	1,013
VPN	0
TIR (%)	12

*Después de impuestos. El tipo de cambio considerado es 12.9 pesos por dólar.

**Grado de definición estimado de costos clase V (+50%/ -30%).

Cifras en pesos constantes 2011.

Inversión*

mm\$

Monto	Ejercido			Programado		Total
	Acum. a 09	10	11	12	13	
Total	-	2	-	360	651	1,013
Estudios	-	2	-	24	-	26
Ejecución	-	-	-	336	651	987

*Cifras en pesos constantes 2011.

Fuente: Cierre 2010: reporte de Cuenta Pública. 2011: Ejercicio de cierre: segundo corte de diciembre para informe del cuarto trimestre. 2012: PPEF. 2013: estimado para concluir el proyecto.

Observaciones

- El proyecto está evaluado con base en una tarifa de equilibrio que sólo considera la recuperación de la inversión, los costos del proyecto y un rendimiento de 12 por ciento.
- Las actividades de este proyecto se programaron con el fin de concluirlo antes de la conversión de la planta Criogénica No. 2 del CPG Ciudad Pemex a recuperación de C_2^{+} y de las pruebas de operación del proyecto Etileno XXI.
- El 15 de julio de 2011 se obtuvo la acreditación de la etapa FEL I por parte del GTI-PMX.
- La localización trazo y perfil, así como los estudios topográficos y ambientales, se asignarán a una firma de ingeniería. Al cierre de diciembre de 2011, se encontraba en preparación la propuesta técnico económica por parte de las compañías interesadas.

5. Seguridad industrial, protección ambiental y salud ocupacional

a) Seguridad industrial

Durante 2011, Pemex Gas registró cuatro accidentes incapacitantes en sus instalaciones; el 18 de enero en el CPG Nuevo Pemex, el 28 de febrero en el CPG Ciudad Pemex, el 7 de abril en el CPG Coatzacoalcos y el 16 de junio en el Sector Ductos de Minatitlán-Petroquímicos; en este último, lamentablemente fallecieron dos trabajadores.

Es importante señalar que en el segundo semestre no se registraron incidentes que provocaran daños al personal o a la comunidad, por lo que al cierre de 2011 el Organismo acumuló más de seis meses sin accidentes incapacitantes.

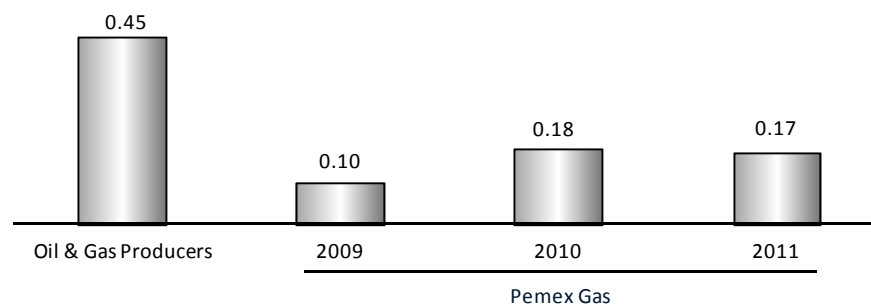
Como resultado de los eventos registrados en los primeros seis meses del año, al cierre de diciembre el índice de frecuencia se ubicó en 0.17, ligeramente inferior al año anterior y por arriba de la meta establecida de 0.16 en 2011 para este indicador; por su parte, el índice de gravedad se ubicó en 15.35, por abajo de lo observado en 2010 y de la meta que se estableció en 20.

Resumen de accidentalidad en Pemex Gas, 2010 – 2011

	Número de accidentes		Trabajadores lesionados		Fatalidades		Días perdidos		Índice de frecuencia		Índice de gravedad		Días desde el último accidente
	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	
Total Pemex Gas	5	4	4	3	1	2	590	464	0.18	0.17	21.62	15.35	198
Producción	4	3	4	3	0	0	401	104	0.21	0.14	21.30	5.02	268
Ductos	1	1	0	0	1	2	189	360	0.22	0.39	42.37	70.56	198
Gas Licuado y PB	0	0	0	0	0	0	0	0	0.00	0.00	0.00	0.00	3,265
P. A. Texistepec	0	0	0	0	0	0	0	0	0.00	0.00	0.00	0.00	2,644
Oficinas Centrales	0	0	0	0	0	0	0	0	0.00	0.00	0.00	0.00	1,826
Contratistas	0	0	0	0	0	0	---	0	0.00	0.00	0.00	0.00	1,151

La International Association of Oil & Gas Producers determinó para 2010 una referencia para el índice de frecuencia de accidentes de 0.45⁵; por su parte en Pemex Gas este índice se ha mantenido en valores inferiores a 0.18 en los últimos tres años.

Índice de frecuencia de accidentes (Pemex Gas vs. referencia internacional)



Los cuatro accidentes que se presentaron en 2011 se describen a continuación:

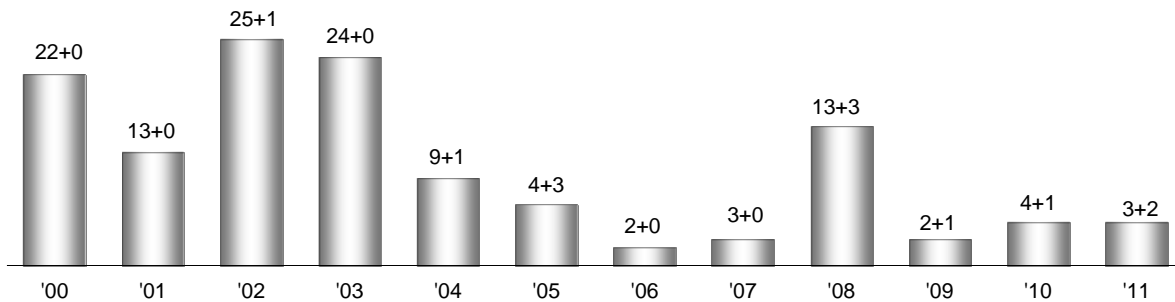
- El 18 de enero en el CPG Nuevo Pemex, un trabajador que realizaba actividades de mantenimiento tuvo contacto con un cable energizado de la caja de conexiones de un poste de alumbrado. El especialista se incorporó a sus actividades el 6 de marzo.
- El 28 de febrero en el CPG Ciudad Pemex, un trabajador que realizaba labores de mantenimiento para eliminar las fugas de gas dulce en la planta criogénica II, se golpeó la cabeza y sufrió un corte de aproximadamente cinco centímetros. El trabajador se incorporó a sus actividades el 8 de abril.
- El 7 de abril en el CPG Coatzacoalcos, un operario que realizaba maniobras de limpieza en la planta de amoniaco II, recibió un flujo de

⁵El índice de frecuencia se calcula a partir del número de trabajadores lesionados por millón de horas hombre laboradas. La referencia internacional de la International Association of Oil & Gas Producers considera el promedio de las principales compañías que integran dicha asociación.

agua con residuos de lodo y vapores de amoníaco en el lado izquierdo de su cara. El trabajador se incorporó a sus actividades el 26 de abril.

- El 16 de junio en el sector de Ductos Minatitlán se presentó un derrumbe de tierra que sepultó totalmente a dos trabajadores que realizaban actividades de excavación para la inspección y rehabilitación del ducto; lamentablemente los dos trabajadores fallecieron.

Total de trabajadores con lesiones incapacitantes + muertos, 2000-2011, en Pemex Gas



Pemex Gas desarrolla acciones orientadas a eliminar fallas y disminuir las circunstancias que impiden contar con escenarios o ambientes laborales óptimos. En este sentido, durante 2011 se trabajó en:

- Reforzamiento del Sistema de Seguridad, Salud y Protección Ambiental (SSPA).
- Diagnóstico, análisis de riesgos y consecuencias e integridad mecánica del LPG-Ducto en zonas pobladas.
- Capacitación básica en SSPA a personal de nuevo ingreso.
- Talleres de reforzamiento a la gestión de permisos de trabajo con riesgo; así como la supervisión permanente de trabajos con riesgo.

- Talleres de reforzamiento de herramientas preventivas de Pemex-SSPA y la aplicación de las mismas.
- Campañas de seguridad eléctrica y en talleres.
- Difusión de los análisis causa raíz.

Al cierre del año, los centros procesadores de gas Burgos, Matapionche y Arenque cumplieron más de seis años sin accidentes incapacitantes.

Número de días acumulados sin accidentes incapacitantes en CPG, al 31 de diciembre de 2011

	días	años
Área Coatzacoalcos	268	0.7
Ciudad Pemex	306	0.8
Nuevo Pemex	347	1.0
Poza Rica	894	2.4
Cactus	1,139	3.1
La Venta	1,354	3.7
Arenque	2,232	6.1
Matapionche	2,571	7.0
Burgos	2,763	7.6

Por su parte, en 12 terminales de distribución de gas licuado se ha erradicado la accidentalidad laboral durante más de 14 años.

Número de días sin accidentes incapacitantes en terminales de gas LP, al 31 de diciembre de 2011

	días	años
Monterrey ^a	1,468	4.0
Topolobampo	3,265	8.9
Matapionche	5,446	14.9
Tula	5,470	15.0
TT Salina Cruz	5,787	15.9
Tepeji del Río	5,973	16.4
Poza Rica	6,085	16.7
Puebla	6,184	16.9
Zapopan	6,191	17.0
Rosarito	6,208	17.0
Abasolo	6,464	17.7
Cactus	6,691	18.3
Cd. Juárez	6,741	18.5
Ixhuatepec	7,463	20.4

a. A partir de julio del 2009, se incluye la TDGL Monterrey a las estadísticas del Organismo, la cual desde su entrada en operación (diciembre de 2007) no ha registrado accidente alguno.

Los Sectores de Ductos Madero, Chihuahua y Torreón, así como las tres unidades de apoyo técnico (UAT Centro, Norte y Sur), cumplieron más de 13 años sin accidentes ocupacionales.

Número de días acumulados sin accidentes incapacitantes en sectores de ductos, al 31 de diciembre de 2011

	días	años
Minatitlán	198	0.5
Venta de Carpio	402	1.1
Monterrey	860	2.4
Salamanca	1,222	3.3
Reynosa	1,299	3.6
Veracruz	1,357	3.7
Mendoza	1,440	3.9
Cárdenas	2,144	5.9
San Fernando	2,971	8.1
Guadalajara	3,582	9.8
Tlaxcala	4,071	11.2
Nuevo Pemex	4,383	12.0
UAT Centro	5,085	13.9
UAT Norte	5,095	14.0
Torreón	5,470	15.0
Chihuahua	5,650	15.5
UAT Sur	5,811	15.9
Madero	5,844	16.0

Al cierre de diciembre de 2011, el Proyecto Ambiental Texistepec acumuló 2,644 días sin accidentes incapacitantes. Desde noviembre de 2008 no se han presentado accidentes en el personal perteneciente a empresas contratistas en Pemex Gas.

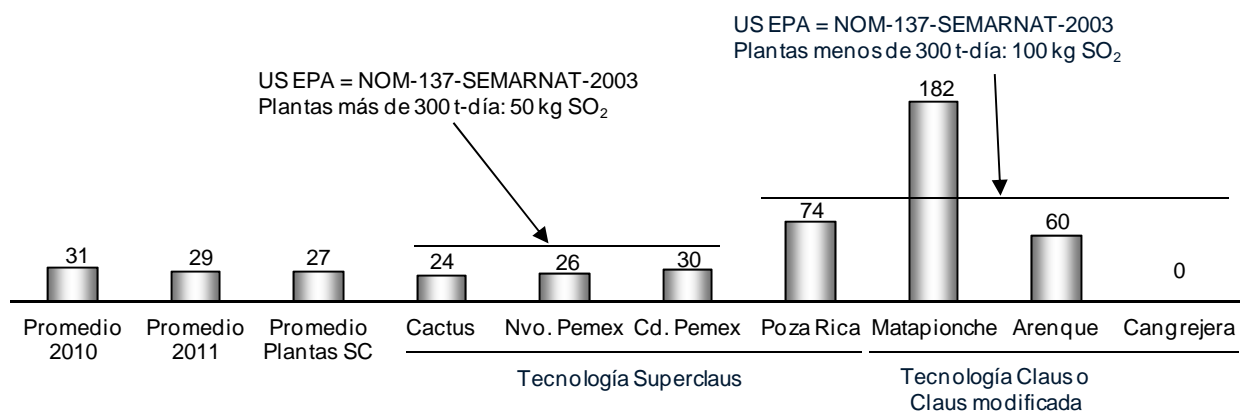
b) Gestión ambiental

Emisiones de bióxido de azufre a la atmósfera

Durante 2011, las emisiones de las plantas recuperadoras de azufre de los CPG se ubicaron, en promedio mensual, en 29 kilogramos de bióxido de azufre por tonelada de azufre procesado, cifra inferior a la registrada en 2010 (31 kg/t), debido principalmente a que los CPG Cactus, Nuevo Pemex y Ciudad Pemex cumplieron nuevamente con la normatividad ambiental.

Emisiones de SO₂ a la atmósfera, 2011

kg de SO₂ por cada tonelada de azufre procesado



Las emisiones de SO₂ en los CPG Cactus, Nuevo Pemex y Ciudad Pemex, que disponen de tecnología Súper Claus procesan el 96.8% de las corrientes de gas ácido del Organismo, se ubicaron considerablemente por abajo del límite de 50 kg de SO₂ requerido por la NOM-137-SEMARNAT-2003. Asimismo, los CPG Poza Rica y Arenque registraron emisiones por debajo del límite de 100 kg de SO₂ que contempla dicha norma para plantas recuperadoras con capacidad menor a 300 toneladas por día.

Cabe señalar que en el caso del CPG Cactus, en 2011 las emisiones de SO₂ disminuyeron de manera importante con respecto a 2010, al pasar de 32 a 24 kilogramos de bióxido de azufre por tonelada de azufre procesado. En el mismo caso se encuentra el CPG Ciudad Pemex al pasar de 34 a 30 kilogramos de bióxido de azufre por tonelada de azufre procesado. Los centros procesadores de gas incrementaron su eficiencia de operación debido al cambio de los catalizadores agotados en las dos plantas recuperadoras de azufre.

En el caso del CPG Cangrejera, la planta recuperadora de azufre no registró emisiones de SO₂ en 2011, debido a que se encuentra fuera de operación desde noviembre de 2009, porque no dispone de suficiente carga de gas ácido para su operación.

Referente a la modernización de la planta recuperadora de azufre no. 2 en el CPG Matapionche, es conveniente mencionar que el alcance de este proyecto es altamente sensible a la disponibilidad de gas amargo de PEP. En este sentido, en marzo de 2011 en el marco del ciclo de planeación de Petróleos Mexicanos se recibió el escenario de oferta de gas de PEP⁶, el cual presenta una sensible baja en la disponibilidad de gas para el CPG Matapionche, especialmente entre los años 2013 y 2016, lo que implicaría que la planta de azufre no. 2 no tendría suficiente carga para operar, situación que se presentaría entre el segundo semestre de 2012 y el primer trimestre de 2013. Con base en lo anterior, se tomó la decisión de suspender temporalmente el proyecto a fin de analizar las alternativas que permitan procesar el volumen total de azufre y cumplir con las especificaciones requeridas por la norma NOM-137-SEMARNAT-2003 para emisiones de SO₂.

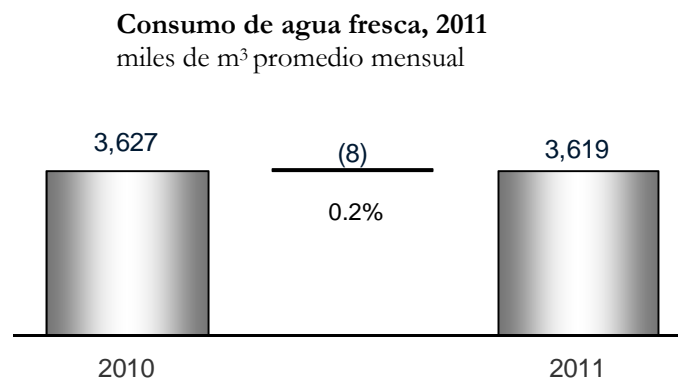
⁶ Versión 11.301_50% AP.

Por ello, de confirmarse el escenario de PEP mencionado anteriormente y con la finalidad de procesar el gas húmedo amargo disponible y cumplir con las especificaciones requeridas por la norma NOM-137-SEMARNAT-2003 para emisiones de SO₂ sería necesario adoptar, en forma gradual, medidas contingentes de optimización.

Conforme a lo anterior se diseñó el programa “Acciones Alternativas para cumplir con la Normatividad Ambiental”, y como parte de este programa se realizó el cambio de catalizador, así como la limpieza y sustitución de equipos en mal estado de la planta; como resultado de estas acciones el centro procesador de gas Matapionche disminuyó sustancialmente sus emisiones en el último trimestre de 2011, al pasar de 193 kg/t procesada en septiembre a 124.9 kg/t procesada en diciembre.

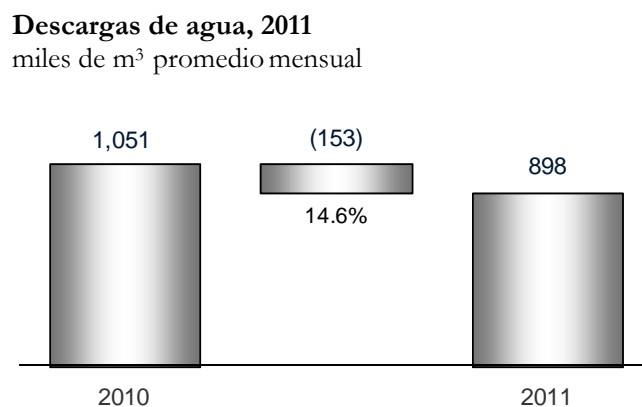
Consumo de agua

En 2011, Pemex Gas consumió 3,619 miles de metros cúbicos de agua en promedio mensual, volumen 0.2% inferior a 2010. La disminución en el consumo se debe principalmente a que el centro procesador de gas Reynosa dejó de operar.



Descargas de agua

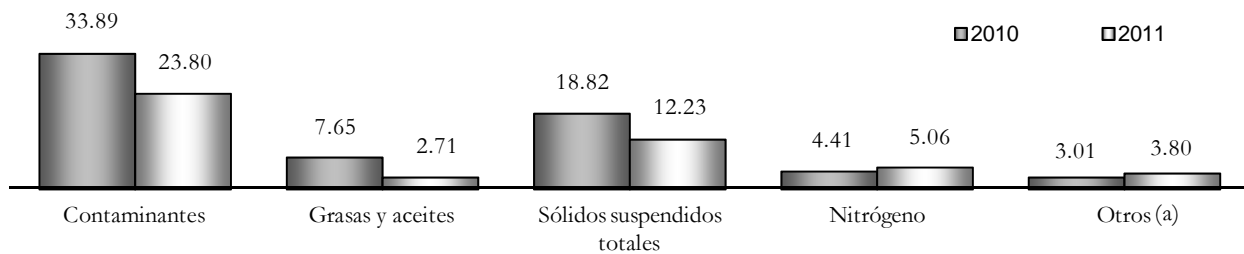
Las descargas de aguas residuales, en 2011, fueron de 898 miles de metros cúbicos en promedio mensual, 14.6% menores a las registradas en 2010.



Los contaminantes contenidos en las descargas de agua residual de los centros de trabajo de Pemex Gas, disminuyeron 29.8% en 2011, al pasar de 33.89 toneladas en promedio mensual en 2010 a 23.80 toneladas.

Cabe señalar que las descargas de agua residual de Pemex Gas cumplen con los límites establecidos en la NOM-001-SEMARNAT-1996.

Contaminantes en las descargas de aguas residuales, 2011 toneladas, promedio mensual

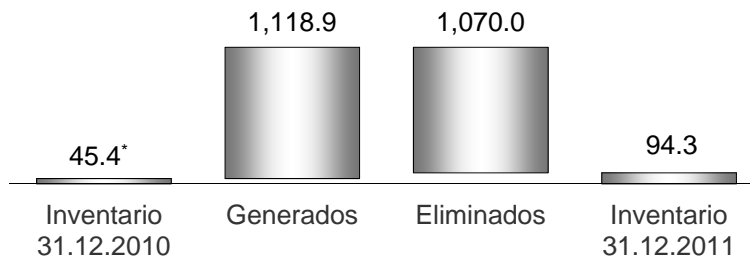


(a) Fosfatos, sulfuros y metales.

Residuos peligrosos

Durante 2011 se generaron 1,118.9 toneladas de desechos industriales clasificados como peligrosos y se eliminaron 1,070. Con ello, el inventario al cierre del año se ubicó en 94.3 toneladas.

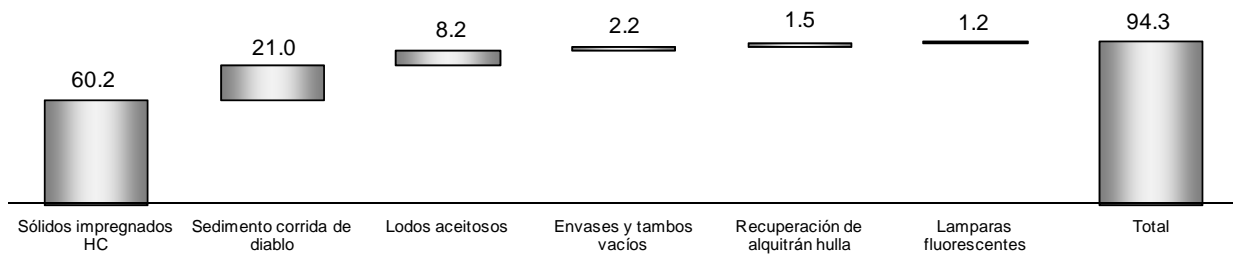
Evolución del inventario de residuos peligrosos, 2011
toneladas



* Dato corregido como resultado de la revisión del sistema de información SISPA.

La mayor parte del inventario de residuos peligrosos son sólidos impregnados de hidrocarburos, sedimentos por corridas de diablo y lodos aceitosos.

Clasificación del inventario de residuos peligrosos, 2011
toneladas



Pasivos ambientales

Pemex Gas tiene declaradas 15.1 hectáreas (has) como pasivo ambiental, en el CPG Reynosa 11.5 has, en La Venta 2.9 has y en Arenque 0.7 has:

Al cierre de diciembre, se realizaron las siguientes acciones:

- En el caso del CPG Reynosa, se continuó con la recuperación de hidrocarburos por administración directa y al cierre de 2011 se recuperaron 81,230 litros. El 22 de julio se llevó a cabo una reunión de trabajo con la Dirección General de Gestión Integral de Materiales y Actividades Riesgosas de la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT), en la que se presentaron los avances alcanzados en la remediación ambiental, para cumplir con la resolución DOO.04/004404 del 28 de diciembre de 2001.

Cabe señalar que en dicha reunión se acordó que a fin de darle continuidad a la resolución anterior, Pemex Gas debería preparar un informe sobre los trabajos realizados y pondrá a consideración de la autoridad un programa de trabajo que incluya un estudio de evaluación de riesgo apegado a la guía emitida por esa dependencia, así como estudios de evaluación y caracterización con apego a la normatividad vigente.

En cumplimiento a lo anterior, en diciembre de 2011 se integró el informe de actividades realizadas y el programa de trabajo 2012-2014 para continuar con la atención de este pasivo.

Es importante mencionar que ambos documentos se entregarán a la Secretaría en el primer semestre de 2012.

- Respecto al CPG La Venta, se continúa con la gestión de recursos financieros para ejecutar los trabajos de reintegración de suelo así como las actividades solicitadas por la PROFEPA y posteriormente proceder a la liberación del pasivo.

- Referente al CPG Arenque, se concluyó la revisión del informe final de 0.69 has del área de proceso que se entregará a la SEMARNAT, que a su vez determinará si procede la liberación del pasivo. Asimismo, están pendientes los resultados del estudio de caracterización efectuado en las cinco hectáreas del área de quemadores, del cual se derivará la propuesta de remediación y acciones a realizar.

Derrames y fugas⁷

Durante 2011, Pemex Gas registró cuatro fugas de hidrocarburos en sus instalaciones:

- El primer evento se presentó el 8 de enero en la terminal de distribución de gas licuado de Tula y provocó una fuga de aproximadamente 455 kilogramos de gas LP.
- La segunda fuga se registró el 26 de enero en el gasoducto de 16", en el tramo El Dorado-Chávez km 283+750 y ocasionó la pérdida de 7.8 MMpc de gas natural.
- La tercera fuga se presentó el 15 de julio en el gasoducto de 16", en el tramo CPG Poza Rica-Cobos en el cruce subfluvial del río Cazones en Poza Rica, Veracruz y se emitió un volumen de 0.5 MMpc de gas natural.
- El cuarto evento se registró el 14 de noviembre en el km 59+000 del Ducto de 36" de la estación de compresión Los Ramones-Estación no. 19 y provocó la emisión de 108 MMpc de gas natural.

Es importante mencionar que en dichos eventos no se presentaron daños al personal ni a la comunidad.

⁷ Se basa en lo establecido por el lineamiento corporativo, número 800-80000-L-DCSIPA-002, del 16 de febrero de 2001, mediante el cual se reportan este tipo de eventos a las autoridades externas como SEMARNAT y PROFEPA.

Pemex Gas continúa reforzando los planes de acción orientados a prevenir fallas, mediante la aplicación del Programa Integral de Mantenimiento de Ductos, para conservar su integridad mecánica.

Certificados de Industria Limpia

Al inicio del año, Pemex Gas tenía registradas 66 instalaciones inscritas en el Programa Nacional de Auditorías Ambientales (PNAA); durante 2011 la Procuraduría Federal de Protección al Ambiente entregó seis refrendos de Certificados de Industria Limpia (CIL) de las siguientes instalaciones:

- Derecho de vía del Sector de Ductos Nuevo Pemex, que considera el etano-ducto de 20" Cactus-Cangrejera, el gasoleno-ducto 20" Cactus-Pajaritos y el gasoleno-ducto 12" Cactus-Cangrejera, con vigencia del 26 de noviembre de 2010 al 26 de noviembre de 2012.
- Terminal de gas LP Poza Rica, con una vigencia del 21 de enero de 2011 al 21 de enero de 2013.
- Terminal de gas LP Puebla, con una vigencia del 31 de marzo de 2011 al 31 de marzo de 2013.
- Terminal de gas LP Cactus, con una vigencia del 3 de agosto de 2011 al 3 de agosto de 2013.
- Terminal de gas LP Salina Cruz, con una vigencia del 31 de agosto de 2011 al 31 de agosto de 2013.

- Terminal de gas LP Zapopan, con una vigencia del 18 de octubre de 2011 al 18 de octubre de 2013.

Del total de instalaciones inscritas en el PNAA, conforme a las modificaciones del Reglamento de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente en materia de Autorregulación y Auditoría Ambiental, la PROFEPA notificó la desincorporación de 29 instalaciones del PNAA y registró la inscripción de nueve instalaciones que realizaron el proceso de contratación de auditoría ambiental para obtener el certificado.

Como resultado de lo anterior, a diciembre de 2011 se tienen 46 instalaciones inscritas en el PNAA y 19 instalaciones con CIL vigentes.

6. Informe sobre las actividades del Organismo para cumplir con lo señalado en la sección quinta de la Ley de Pemex y el capítulo VIII de su reglamento

Para cumplir con las obligaciones establecidas en la Ley de Petróleos Mexicanos y su Reglamento con relación a las disposiciones relativas a la producción de fertilizantes y las ventas de azufre, el Organismo ha desarrollado una serie de actividades para cumplir con dichas disposiciones.

Ley de Petróleos Mexicanos⁸

Las obligaciones para Pemex Gas con relación a la producción de fertilizantes y las ventas de azufre se definen en la en la sección quinta, denominada “Disposiciones relativas a la producción de fertilizantes” en las que se señala:

Artículo 62

“Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios instrumentarán un esquema para ofrecer a la industria nacional de fertilizantes y a los distribuidores de amoníaco de aplicación directa como insumo en la producción agropecuaria un suministro estable y contratos a largo plazo, que contemplen precios fijos para los insumos de esta industria.

Para ello, Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios utilizarán los mecanismos disponibles de coberturas de precios del gas natural, a los que se incorporará únicamente el costo de transformación del gas natural en amoníaco, así como el costo de manejo y entrega del amoníaco y del anhídrido carbónico.”

Artículo 65

“Para el caso particular de la oferta de azufre como insumo para la fabricación nacional de fertilizantes nitrogenados, Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios estarán

⁸ Publicada en el Diario Oficial de la Federación el 28 de noviembre de 2008.

obligados a publicar los volúmenes anuales de azufre ofertado para ese propósito, las condiciones de los contratos de compraventa respectivos, incluyendo el mecanismo de determinación de los precios y las presentaciones del producto, los lugares y tiempos de contratación y de entrega y todos los demás datos pertinentes. En las ventas de azufre Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios deberá dar prioridad a la demanda nacional por parte de los fabricantes de fertilizantes nitrogenados.”

Reglamento de la Ley de Petróleos Mexicanos⁹

Para reglamentar las obligaciones establecidas en la Ley de Petróleos Mexicanos en el capítulo VIII, relacionado con las ventas de azufre se define:

Artículo 77

“Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios publicarán anualmente, a más tardar el primer día hábil de octubre de cada año, la información de las operaciones de ventas de azufre como insumo de la industria nacional de fertilizantes nitrogenados, relativa a:

- I. Los volúmenes de azufre que podrán ofertar;*
- II. Los modelos de contratos de compraventa, que incluirán el mecanismo de determinación de los precios; las presentaciones del producto; lugares y tiempos de contratación, así como las condiciones de entrega y, en general, la información pertinente;*
- III. Los formatos para solicitar azufre, y*
- IV. Los volúmenes de azufre adquiridos en los últimos doce meses.”*

Artículo 78

“Los productores nacionales de fertilizantes nitrogenados interesados en adquirir azufre de Petróleos Mexicanos o de sus Organismos Subsidiarios, deberán realizar la solicitud a más tardar el primer día hábil de noviembre en los formatos a que se hace referencia en el

⁹ Publicado en el Diario Oficial de la Federación el 4 de septiembre de 2009.

artículo anterior. Dichas solicitudes tendrán prioridad sobre cualquier otra que reciban los Organismos Descentralizados respecto del producto mencionado.”

Artículo 79

“Cuando existan excedentes de azufre, Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios ofertarán en primer lugar, a los productores nacionales de fertilizantes nitrogenados, los volúmenes resultantes mediante publicaciones en su página de Internet y por cualquier otro medio, en la última semana de cada mes.”

Para atender las disposiciones antes citadas Pemex Gas desarrolló las siguientes actividades:

Disposición	Acciones en Pemex Gas
<p>Artículo 65 de Ley de Petróleos Mexicanos y 77 de su reglamento Pemex</p>	<p>El Organismo publicó en su portal electrónico la información:</p> <ul style="list-style-type: none"> • El volumen de azufre disponible para 2010 de 513 mil toneladas, para 2011 de 200 mil toneladas y para 2012 de 200 mil toneladas; dichos volúmenes fueron publicados cada 1° de octubre conforme al Reglamento. • Los modelos de contratos de compraventa, incluyendo el mecanismo de determinación de los precios, las presentaciones del producto, lugares y tiempos de contratación, así como las condiciones de entrega. El contrato de compra-venta fue autorizado por la SHCP en el Comité de Precios de Petróleos Mexicanos. • Los centros embarcadores en los cuales los clientes podrán realizar los retiros de azufre líquido son Cactus, Nuevo Pemex, Ciudad Pemex, Matapionche, Minatitlán y Salina Cruz. • El formato para realizar la solicitud de requerimiento de producto. <p>Adicionalmente y como parte de un esfuerzo de difusión, el 1° de octubre de 2011 Pemex Gas envió, mediante correo electrónico a todos los clientes de azufre registrados, el vínculo de la página de internet para acceder a la información, de volúmenes de azufre disponible, las condiciones de los</p>

Disposición	Acciones en Pemex Gas									
	<p>contratos de compraventa, los lugares, tiempos de contratación y de entrega.</p> <p>La información está disponible en la dirección electrónica: http://www.gas.pemex.com/PGPB/Productosyservicios/Azufre/AzufreparaFertilizantesNitrogenados.</p>									
<p>Artículo 78 del Reglamento de la Ley de Petróleos Mexicanos</p>	<p>Se informa que las empresas Univex, S.A. y Fefermex S.A. de C.V. solicitaron a Pemex Gas azufre para fertilizantes nitrogenados en 2010 y 2011.</p> <p style="text-align: center;">Ventas de azufre para fertilizantes nitrogenados miles de toneladas</p> <table border="1" style="margin-left: auto; margin-right: auto;"> <thead> <tr> <th></th> <th style="text-align: center;">2010</th> <th style="text-align: center;">2011</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Univex</td> <td style="text-align: center;">24.7</td> <td style="text-align: center;">24.4</td> </tr> <tr> <td>Fefermex</td> <td style="text-align: center;">41.3</td> <td style="text-align: center;">74.2</td> </tr> </tbody> </table>		2010	2011	Univex	24.7	24.4	Fefermex	41.3	74.2
	2010	2011								
Univex	24.7	24.4								
Fefermex	41.3	74.2								
<p>Artículo 79 del Reglamento de la Ley de Petróleos Mexicano</p>	<p>En noviembre de 2010, como resultado de las inundaciones en el sureste del país, se afectó el transporte de azufre líquido de los centros productores de esa zona hacia la terminal marítima de almacenamiento en Coatzacoalcos, Veracruz. Lo que implicó retrasos en el desalojo del producto de los centros procesadores, por ello fue necesario solidificar 2,460 toneladas en los patios del centro procesador de gas Cactus.</p> <p>El azufre solidificado se ofreció como excedente para la industria nacional de fertilizantes nitrogenados, mediante un correo electrónico enviado a todos los clientes de azufre de Pemex Gas, siendo la empresa Agrogen S.A. de C.V. la que tomó la oferta y dicho volumen fue entregado en diciembre de 2010.</p> <p>Durante el 2011 no se presentó ningún evento que provocara excedentes de azufre.</p> <p>Cabe destacar que este artículo es de aplicación ocasional, ya que se refiere a los excedentes de azufre de que disponga el Organismo.</p>									
<p>Artículo 62 de Ley de Petróleos Mexicanos</p>	<p>Desde el 13 de julio de 2010 Pemex Petroquímica tiene celebrado un contrato de coberturas maestro con Pemex Gas, con este instrumento contractual Pemex Petroquímica tiene facultades para cubrir financieramente el precio del gas natural a un precio fijo (swaps) o a un precio techo (calls).</p>									

**Aportación de Pemex-Petroquímica
en cumplimiento al Artículo 86
del Reglamento de la Ley de Petróleos Mexicanos**

Marzo 2012

Informe Anual 2011
PEMEX-Petroquímica
(Artículo 86 del Reglamento de la Ley de
Petróleos Mexicanos)

Febrero de 2012

Índice

	Página
7. Principales resultados operativos	1
7.5. PEMEX-Petroquímica	1
7.5.1. Principales políticas y líneas de acción seguidas para la consecución de los objetivos	1
7.5.2. Utilización de la Capacidad Instalada	13
7.5.3. Producción de Petroquímicos	14
7.5.4. Mercado Interno y Comercio Exterior	16
7.6. Resumen ejecutivo del Programa para Incrementar la Eficiencia Operativa (PEO) del Organismo	19
8. Inversiones	30
8.1. Proyectos de inversión en devengable del Organismo	30
8.1.5. PEMEX-Petroquímica, situación y avances en los principales proyectos de inversión	30
8.2. Reporte de la Integración de la Estrategia Tecnológica en la Ejecución de Proyectos de Gran Envergadura.	33
9. Seguridad industrial, protección ambiental y salud ocupacional	35
9.5. PEMEX-Petroquímica	35
Anexos	44

7. Principales resultados operativos

7.5. PEMEX-Petroquímica

7.5.1. Principales políticas y líneas de acción seguidas para la consecución de los objetivos

En el marco del Plan Nacional de Desarrollo 2007-2012, del Programa Sectorial de Energía y demás programas sectoriales, institucionales, regionales y especiales que del mismo se desprenden, PEMEX-Petroquímica cuenta con cinco objetivos estratégicos alineados a los objetivos de Petróleos Mexicanos, los cuales se enlistan a continuación:

- Posicionarnos y mantenernos de manera rentable como líder en productos seleccionados en el mercado nacional y participar en mercados internacionales.
- Alcanzar estándares internacionales de eficiencia bajo criterios de sustentabilidad.
- Impulsar el desarrollo de la Petroquímica Nacional con inversión propia y/o complementaria.
- Eficientar la Gestión Institucional.
- Garantizar la calidad, seguridad, el respeto al medio ambiente y el desarrollo de la comunidad.

En cumplimiento de los 5 objetivos estratégicos mencionados anteriormente, PEMEX-Petroquímica en su Alineación Estratégica 2007-2012, estableció 16 estrategias generales, mismas que se listan a continuación:

- Ser proveedor confiable
- Adoptar prácticas comerciales competitivas
- Mantener presencia y apertura en mercados internacionales
- Evaluar sistemáticamente el portafolio
- Modernizar tecnológicamente los procesos productivos
- Confiabilidad y disponibilidad de los activos

- Mecanismo formal de benchmarking funcional
- Implementar un sistema para detectar, priorizar y seleccionar oportunidades de negocio
- Modernización tecnológica y economías de escala de las cadenas rentables
- Impulsar proyectos petroquímicos con inversión complementaria
- Integración de las cadenas productivas
- Incorporación de Recursos Humanos al proceso de planeación y programación integral para apoyar una Organización de alto desempeño orientada a procesos
- Simplificación Normativa
- Fortalecimiento del control interno y de una cultura orientada a resultados
- Aplicar la tecnología de información y comunicaciones para apoyar los procesos productivos, complementarios y de soporte a la cadena de valor de la industria
- Aplicar las mejores prácticas internacionales en materia de calidad, seguridad, salud y protección ambiental

Estrategia: “Ser proveedor confiable”

El índice de satisfacción de nuestros clientes obtenido a partir de la encuesta anual quedó en 77%, un punto por debajo del resultado de 2010, lo que nos mantiene en el nivel de “satisfacción aceptable” (66-84%).

No obstante que el indicador de satisfacción de clientes bajó ligeramente, el correspondiente indicador operativo, que es el “Indicador de Atención al Cliente”, mejoró al pasar de 92.64 en 2010 a 94.65 al cierre de 2011, ligeramente debajo de la meta establecida, que fue de 94.77.

Por otro lado, el volumen de polietileno entregado a través de los Centros Embarcadores Autorizados (CEAs), paso del 65% en 2010 al 73% en 2011 con respecto al total de las ventas nacionales de

polietileno. Los CEAs, nos permiten acercar el producto a los clientes que se encuentran en las zonas de mayor demanda.

Otro aspecto a destacar, es la instalación de dos llenaderas adicionales para la carga de amoniaco en la TAD Topolobampo, lo que incrementó la capacidad de entrega y mejoró el servicio a los clientes que retiran en esta terminal.

Estrategia: “Adoptar prácticas comerciales competitivas” y “Simplificación normativa”

A partir del análisis y actualización de los modelos de contrato de procesadores de polietileno y de distribuidores de polietileno, las mejoras identificadas en el clausulado se homologaron en los demás modelos de contrato. Se aplicó el esquema de simplificación documental de los embarques, lo que permitió reducir sustancialmente la cantidad de documentos requeridos, simplificando y sistematizando las instrucciones de los clientes.

La planta de Metanol II del C.P. Independencia mantuvo la oferta a ventas, aprovechando la ventaja competitiva en precio y oportunidad y que en adición permitió reducir las importaciones de metanol.

Otra acción a destacar fue la realización del tercer evento denominado “Encuentro Creativo con Clientes” dirigido a procesadores y distribuidores de nuestros principales segmentos para considerar su voz e incorporar acciones de mejora en nuestros procesos y estrategias comerciales.

Estrategia: “Mantener presencia y apertura en mercados internacionales”

Las ventas de exportación permitieron mantener la presencia internacional. Se realizaron exportaciones principalmente de amoniaco (31 mil ton), butadieno crudo (32.7 mil ton) y estireno (13.4 mil ton); de las exportaciones de polietileno destacan las de polietileno de baja densidad (35 mil ton) y las de polietileno lineal de baja densidad (29 mil ton). La exportación también favoreció la continuidad operativa de las plantas de amoniaco en época de ciclo de baja demanda.

Estrategia: “Evaluar sistemáticamente el portafolio”

Se inició la gestión para concentrar la venta de solventes en PEMEX-Petroquímica. La mayoría de los clientes que compran hexano a PGPB, también compran solventes a PEMEX-Petroquímica; algunos solventes clasificados como petroquímicos básicos, actualmente son producidos por PPQ pero comercializados por PGPB (pentano, hexano y heptano) y PREF (gas nafta). La gestión ha salvado ya los aspectos jurídicos y la mayor parte de los económicos y de negocio, por lo que se tiene confianza en que durante el primer semestre de 2012 se concrete esta iniciativa. De esta forma los clientes podrán gestionar todas sus compras de solventes con un solo organismo.

Con relación al polietileno lineal de baja densidad, se incluyó en el portafolio el grado BDL-39035 para rotomoldeo; por otro lado, se eliminó temporalmente la producción del grado BDL-H91720-S por razones operativas. Adicionalmente, se actualizó el catálogo de productos de las especialidades petroquímicas.

Estrategia: “Modernizar tecnológicamente los procesos productivos”

De manera particular destaca la iniciativa referente a la incorporación de nuevas plataformas tecnológicas para tratamientos de agua de enfriamiento y vapor en las plantas de etileno de los Complejos Petroquímicos Cangrejera, Morelos y Pajaritos. Como resultado de la implantación de estas plataformas tecnológicas, se han obtenido diversos logros, entre los que destacan: mantener la oferta de etileno al garantizar limpieza en las turbinas e intercambiadores de calor de estas plantas, así como lograr un control homogéneo de alta efectividad en parámetros clave como pH, conductividad y sílice en calderetas.

Durante el año 2011, se inició el proceso para la autorización de la segunda etapa del proyecto de expansión de capacidad de la planta de Óxido de Etileno del C.P. Morelos de 280 a 360 MTA, actualmente se encuentra en la etapa de elaboración de los entregables para validación y acreditación del proyecto en FEL III.

Por otra parte, también se han implementado otras iniciativas en el sector de mayor contribución marginal del organismo, los polímeros: en la planta Swing del Complejo Morelos se desarrollaron mejoras para lograr la limpieza del sistema de extrusión mediante el uso de

compuestos, además de que se realizó la transición de comonomero en línea. Ambas iniciativas contribuyeron al aumento en la producción de polietileno, derivado de la continuidad operativa de la planta.

Adicionalmente, se detectaron brechas en cuanto a prácticas y referencias de la industria mundial, lo que permitió aprovechar la gasolina des-etanizada de la planta de etileno del Complejo Petroquímico Pajaritos que se empleaba totalmente como combustible en calderas, mediante la separación en la planta de etileno del Complejo Petroquímico Cangrejera de algunos de los componentes de dicha corriente, para comercializarlos como químicos de alto valor y gasolina.

Estrategia: “Confiabilidad y disponibilidad de los activos”

Durante el periodo enero-diciembre de 2011, se cumplió con los programas de mantenimiento y reparación de plantas, así como con la ejecución del Plan de Confiabilidad Operativa, cuyo principal resultado fue el cumplimiento del 95% de las 22 reparaciones de plantas programadas en este periodo (21 realizadas y 1 diferida para el 2012). Adicionalmente, se lograron atender 802 observaciones de las señaladas por la Comisión Local Mixta de Seguridad e Higiene en sus diversas modalidades.

Estrategia: “Mecanismo formal de benchmarking funcional”

PEMEX-Petroquímica realiza el análisis benchmark en sus plantas de proceso y servicios auxiliares para tener un panorama general de las brechas operacionales en materias primas y servicios auxiliares, utilizando la comparación referencial de las mejores prácticas en la industria a nivel internacional.

Durante 2011 se detectaron a nivel general brechas operativas en los servicios auxiliares (36%) y en segundo término brechas en eficiencia en el uso de materias primas (20%), siendo los Complejos Petroquímicos Morelos y Cangrejera los más representativos por el número de plantas en operación con las que cuentan.

Las brechas operativas son el resultado de la antigüedad de nuestras plantas y representan un área de oportunidad para desarrollar proyectos de mejora que permitan reducir las diferencias en materia operativa contra las mejores prácticas internacionales. Dado lo anterior, se tienen contemplados proyectos para eficientar la operación de los

crackers de etileno en Morelos y Cangrejera que permitirán sostener su capacidad de producción en 600 MTA c/u; continuar con la 2ª etapa del proyecto de ampliación de la planta de Óxido de Etileno para llevarla a una capacidad de 280 a 360 MTA; eficientar el proceso de producción de la planta de Estireno, haciendo de este un proceso más confiable y limpio, y los proyectos de cogeneración para eficientar la producción de energía eléctrica y vapor con un impacto significativo en el resultado marginal de todas las plantas. Siendo estos proyectos estratégicos de alto costo de inversión, se espera contar con los beneficios en el mediano plazo, en función de la disponibilidad de recursos.

Utilización de la capacidad instalada de plantas, comparada con referentes internacionales

	Capacidad Instalada	Real 2011	Real 2011 Vs. Cap.	Utilización Referencia*	Comentarios
ETILENO MORELOS ^{1/}	600	472	78.7%	90.5%	En 2011 se realizó el mantenimiento mayor de la planta Etileno de Morelos, permaneciendo fuera de operación durante 45 días; y 7 días adicionales por causa de Fuerza Mayor en PGPB.
ETILENO CANGREJERA	600	536	89.3%	90.5%	
PEBD	315	274	87.0%	91.2%	Se ajustó carga durante el mantenimiento mayor de la planta Etileno.
SWING (PEAD/PELBD)	300	235	78.3%	90.6%	La producción de Polietileno de la planta Swing se redujo por falta de materia prima, debido al mantenimiento mayor de la planta de Etileno de Morelos.
PEAD ASAHI	100	82	82.0%	89.7%	Se ajustó carga durante el mantenimiento mayor de la planta Etileno.
MCV ^{2/}	241	168	69.7%	82.8%	Durante el último trimestre de 2011, la planta de MVC presentó problemas en el sistema de refrigeración y por ensuciamiento de equipos.
OE MORELOS	280	239	85.4%	90.0%	La producción de Óxido de etileno Morelos se redujo por falta de materia prima, debido al mantenimiento mayor de la planta de Etileno.
OE CANGREJERA	120	116	96.7%	90.0%	
MEG	135	157	116.3%	81.1%	Al concluir la 2a. Etapa del proyecto de ampliación de Óxido de etileno Morelos, se estará en condiciones de certificar la nueva capacidad de MEG.
ESTIRENO	150	128	85.3%	80.0%	
METANOL ^{3/}	207	151	72.9%	73.8%	La capacidad instalada incluye 35 MTA de la planta Metanol I, la cual permanece fuera de operación desde el 31 de marzo de 2008. La utilización correspondiente a 172 Mt es 88%.
AMONIACO VI	480	456	95.0%	88.0%	
			86.4%	86.5%	

^{1/} Paro programado por mantenimiento mayor

^{2/} Capacidad de utilización sostenible, de acuerdo a las condiciones actuales de la planta. Operación intermitente con salidas por mantenimientos durante 2011

^{3/} La capacidad instalada incluye 35 MTA de la planta Metanol I y 172 MTA de la planta Metanol II (Activa).

^{4/} Durante el 2011 la planta salió de operaciones por cuatro meses por problemas de caída en el precio de mercado

* La referencia es el resultado de la operación de las plantas en Norteamérica, de acuerdo a la publicación CMAI on line y Fertecon

Estrategia: “Implementar un sistema para detectar, priorizar y seleccionar oportunidades de negocio”

Durante 2011, el monitoreo sistémico del mercado nacional e internacional ha permitido a PPQ aprovechar las ventajas competitivas de las materias primas para definir la producción de sus principales derivados, beneficiando las oportunidades de negocio e incrementando la rentabilidad de la empresa.

La estabilidad manifestada en este período, del precio del gas natural, ha representado una ventaja en la producción de etileno base etano con respecto a las demás materias primas utilizadas, lo cual ha propiciado mejores márgenes de utilidad de derivados en PEMEX-Petroquímica.

Estrategia: “Modernización tecnológica y economías de escala de las cadenas rentables”

PEMEX-Petroquímica realiza estudios en los procesos de sus cadenas rentables, buscando llevar a la máxima capacidad de escala y eficiencia sus plantas productivas.

Por lo que se inició el proceso para la autorización de la segunda etapa del proyecto de expansión de capacidad de la planta de Óxido de Etileno del C. P. Morelos de 280 a 360 MTA, actualmente se encuentra en la etapa de elaboración de los entregables para validación y acreditación del proyecto en FEL III.

Con respecto al proyecto de modernización y ampliación del tren de aromáticos I en el C.P. Cangrejera, en el 2011 se continuó con el desarrollo de los trabajos del IPC 1 para la unidad CCR Platforming.

Dentro de los estudios y acciones realizadas para la mejora de procesos productivos durante 2011, se destacan los siguientes:

- Terminal Refrigerada de Etileno Pajaritos I y II.- Se desarrolló la ingeniería básica y el estimado de costos de inversión, de acuerdo con los parámetros de la DCO, para su integración en el Reporte de Alcance de Proyecto (RAP), para la solicitud de suficiencia presupuestal para la ejecución del IPC.
- Planta de Tratamiento de Aguas Residuales del C.P. Cangrejera.- Con la finalidad de dar cumplimiento a las metas de calidad de

agua establecidas en la declaratoria de clasificación del río Coatzacoalcos y sus afluentes, se concluyó el estudio conceptual de evaluación y optimización de la planta de tratamiento de efluentes del C.P. Cangrejera. En etapas posteriores se requiere realizar la ingeniería básica, IPC y de esta manera dar continuidad operativa dentro de un marco de competitividad y normatividad adecuados.

- Implementación de sistemas de cogeneración de Servicios Auxiliares en los Complejos Petroquímicos Cangrejera y Morelos para sustituir los turbogeneradores de vapor por turbogeneradores a gas.- Para ambos proyectos se validó y acreditó la etapa de FEL II y se gestionan recursos presupuestales para la acreditación del FEL III. En forma paralela se analiza la viabilidad de desarrollar estos proyectos mediante un esquema de participación privada similar a la de Nuevo PEMEX.

Estrategia: “Impulsar proyectos petroquímicos con inversión complementaria”

PEMEX-Petroquímica analiza realizar la segunda etapa del proyecto de modernización del Tren de Aromáticos del C.P. Cangrejera con inversión complementaria, por lo que se ha establecido un diálogo con Alfa, para que en caso de resultar conveniente para ambas partes, alcanzar algún acuerdo relacionado con la segunda etapa de este proyecto.

Por otro lado, PPQ analiza alternativas para reactivar la operación de la planta de Propileno en el C.P. Morelos.

Estrategia: “Integración de las Cadenas Productivas”

PEMEX-Petroquímica conjuntamente con Mexichem, acordaron promover un esquema consistente en una alianza a través de una coinversión a la cual Mexichem Derivados aportaría los activos correspondientes a sus plantas de cloro/sosa-sal ubicadas en Coatzacoalcos y Jaltipan, Veracruz, mientras que PPQ aportaría los activos de las plantas de etileno, de generación de energía eléctrica y de cloruro de vinilo, ubicadas en el Complejo Petroquímico Pajaritos en Coatzacoalcos, Veracruz. Además de la aportación de activos, Mexichem invertiría para alcanzar la eficiencia máxima en la operación de la planta de VCM en el Complejo Pajaritos.

El 27 de mayo de 2011 ambas empresas solicitaron a la COFECO la autorización para realizar este esquema, otorgándola el 20 de octubre de 2011.

El Comité de Estrategia e Inversiones de PPQ dio su opinión favorable al esquema el 9 de noviembre de 2011; el Consejo de Administración de PEMEX-Petroquímica autorizó el 14 de noviembre de 2011 continuar el proceso para concretarlo; y el Comité de Estrategia e Inversiones de PEMEX también otorgó su opinión favorable el 17 de noviembre de 2011. Al cierre del año, se encuentra en proceso de autorización del Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos.

Estrategia: “Incorporación de Recursos Humanos al proceso de planeación y programación integral para apoyar una Organización de alto desempeño orientada a procesos”

Avance:

Con el propósito de coadyuvar al logro de una estructura organizacional orientada a procesos, así como maximizar las competencias del personal de PEMEX-Petroquímica a través del proceso de capacitación, se informa el siguiente avance:

Estructura organizacional

Derivado de las autorizaciones del Consejo de Administración de PEMEX-Petroquímica, relativas a la modificación de la estructura organizacional básica, así como de la atención de los requerimientos de las líneas de negocio; se llevó a cabo la aplicación de la nueva estructura de la Subdirección de Planeación, así como de la transferencia de recursos de la Gerencia de Estudios y Proyectos a la Gerencia de Recursos Financieros.

Asimismo, se formalizaron los acuerdos organizacionales de: la Gerencia de Administración y Servicios, Subdirección Comercial y del Órgano Interno de Control en PEMEX-Petroquímica, así como el correspondiente a la Planta CCR-PLATFORMING del Complejo Petroquímico Cangrejera.

Por otra parte, se encuentran en fase de revisión los estudios organizacionales preliminares, anexos de organogramas e integración para el reinicio de operaciones de la Planta de Amoníaco V del

Complejo Petroquímico Cosoleacaque y de la Gerencia de Control de Gestión, Normatividad y Desempeño.

Finalmente, se elaboró un diseño conceptual preliminar relativo al modelo de Alianza Estratégica con la empresa Mexichem en el Complejo Petroquímico Pajaritos.

Competencias

Con el propósito de maximizar las competencias y habilidades del personal a través del proceso de capacitación; durante el ejercicio 2011 se programó un total de 1,257 cursos, de los cuales se llevaron a cabo 1,269; lo que representa un cumplimiento del 101%.

Estrategia: “Fortalecimiento del control interno y de una cultura orientada a resultados”

Conforme a las directrices marcadas por el Gobierno Federal y la Secretaría de la Función Pública, en PEMEX-Petroquímica se han llevado a cabo diversas acciones encaminadas a mejorar y optimizar el Control Interno Institucional, mediante la aplicación de mejores prácticas que permitan la optimización del ambiente de control, lo cual fortalecerá la cultura y el cumplimiento al marco normativo de la organización.

Asimismo, como parte de las facultades que la Ley de Petróleos Mexicanos otorga al Comité de Auditoría y Evaluación del Desempeño (CAED), éste emitió los “Lineamientos en Materia de Control Interno para Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios”, mismos que fueron aprobados por el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos el 14 de diciembre de 2010.

Es de mencionar que derivado de la publicación de las Disposiciones en Materia de Control Interno (DMCI) emitidas por la Secretaría de la Función Pública el 12 de julio de 2010, el Director General de Petróleos Mexicanos nombró al Director Corporativo de Finanzas como Coordinador de Control Interno Institucional y al Subdirector de Contabilidad, Fiscal y Control Financiero como Enlace de Control Interno Institucional, mismos que darán la coordinación y seguimiento para Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios.

Estrategia: “Aplicar la tecnología de información y comunicaciones para apoyar los procesos productivos, complementarios y de soporte a la cadena de valor de la industria”

Proceso de producción.- En el ramo de Automatización Industrial, en los Complejos Petroquímicos Cosoleacaque y Pajaritos se integran las variables de proceso de las diferentes plantas a la plataforma de PI-Server estandarizando el proceso de historización. En los Complejos Petroquímicos Morelos y Cangrejera se integran las variables de proceso de las plantas a la plataforma del SAD (Sistema de Administración Dinámica). En lo que respecta al área de laboratorio, se ha implementado en los Complejos Petroquímicos Cosoleacaque, Pajaritos e Independencia el Sistema de Administración de Análisis de Laboratorio.

Producción-Logística.- Se habilitó la funcionalidad de cierre y control de inventarios para el producto a venta a través del módulo del Oracle Financials.

Inteligencia de negocios.- Utilizando herramientas de minería de datos, se han implementado a la fecha diferentes modelos de información a las diferentes áreas de la empresa, entre los que se mencionan: el modelo de importaciones, margen de clientes, confiabilidad operativa, esfuerzo de mantenimiento, contribución marginal, producto terminado, capacitación, competencias, nómina, viáticos, incidentes de recursos humanos y el anti-cíclico para suministros.

Proceso de Finanzas.- Se habilitó el Módulo de Costos Variables el cual se integra a los Estados Financieros de PEMEX-Petroquímica junto con su proceso de cálculo y generación de reportes. La información se actualiza durante el proceso de cálculo y está integrada en una sola base de datos. El cierre de periodos está integrado a la aplicación y considera el manejo de la variación en precio.

En el ramo de Servicios de Tecnología de Información y derivado de la integración de la función, se habilitó la Mesa Nacional de Atención a Usuarios, además que se unificó el correo electrónico para manejarse de manera institucional.

Estrategia: “Aplicar las mejores prácticas internacionales en materia de calidad, seguridad, salud y protección ambiental”

Fortalecimiento de Sistema de Seguridad y Protección Ambiental (SSPA).- Al 31 de diciembre se lleva un avance del 75% en la difusión del Manual SSPA versión 1, (que contempla la gestión por procesos) en los centros de trabajo. Se designó al C.P. Cangrejera como unidad piloto de las 11 líneas de implantación de este sistema, efectuándose las actividades siguientes de las primeras líneas:

Elaboración de las “Reglas de Operación del Equipo de Apoyo para la Estrategia de Implantación del Sistema PEMEX-SSPA”, de acuerdo a la segunda línea de implantación. Elaboración de los mapas de proceso por cada elemento de los Subsistemas ASP, AST y SAA, para poder establecer los Equipos de Autoevaluación. Se realizó la selección de las áreas a las cuales se les aplicará la autoevaluación, se conformó el equipo de autoevaluación y se elaboró el plan de capacitación.

La Institución cuenta con un Sistema de Gestión Ambiental certificado bajo la norma internacional ISO-14001:2004 que, respaldado por tecnologías de información, establece el control de los aspectos ambientales significativos identificados en nuestros centros de trabajo y oficinas administrativas. Los 7 centros de trabajo están certificados bajo la norma ISO-14001 y 6 de los 7 cuentan con Certificados de Industria Limpia, verificado por la Procuraduría Federal de Protección al Ambiente. El C.P. Pajaritos lleva a cabo las acciones para lograrlo. De esta forma las acciones de mejora, seguimiento y evaluación permiten mejorar la eficacia del desempeño ambiental.

7.5.2. Utilización de la Capacidad Instalada

Utilización de la Capacidad Total de PEMEX-Petroquímica, enero - diciembre

PEMEX-Petroquímica (Plantas en Operación)	Capacidad Instalada (Mton) Anual	Porcentaje de Utilización		
		Acum 2010	POA 2011	Acum 2011
Total	10,276	82%	90%	79%
Cosoleacaque	2,150	99%	93%	94%
Cangrejera	4,328	91%	97%	78%
Morelos	2,286	92%	87%	84%
Pajaritos	1,180	64%	86%	58%
Independencia	222	11%	46%	72%
Escolín	55	N.A.	N.A.	N.A.
Tula	55	N.A.	N.A.	N.A.

Nota: La Capacidad Instalada de Cangrejera se actualizó con base al esquema actual de producción de aromáticos.

Ver desglose de la tabla en el anexo A de esta carpeta.

El porcentaje de utilización de las plantas al cierre del año 2011 fue de 79 por ciento, resultando inferior en tres puntos porcentuales en relación al porcentaje obtenido en el mismo período de 2010 y once puntos porcentuales inferiores al POA debido principalmente a la decisión de negocio de reducir la producción de componentes para gasolinas para mejorar los resultados económicos que representó una producción inferior en 782 mil toneladas respecto al año previo y de 719 mil en relación al POA. Adicionalmente, en Pajaritos, la producción de cloruro de vinilo estuvo afectada por el ensuciamiento del sistema de refrigeración de la planta.

Por otra parte, las plantas de Amoníaco de Cosoleacaque, superaron con un punto porcentual la utilización de capacidad del POA y resultaron inferiores en 5 puntos respecto al 2010, como consecuencia de la salida de operación de una planta de amoníaco durante un mes y medio, contado a partir del 15 de noviembre por altos inventarios.

7.5.3. Producción de Petroquímicos

Elaboración de Productos por Cadena, enero-diciembre 2011
(Miles de Toneladas)

Producto	2010	POA	2011	Variaciones				Producción Destinada a Ventas
				2011 vs 2010		2011 vs POA		
				Volumen	%	Volumen	%	
Total	8,943	9,287	8,155	(788)	(9)	(1,131)	(12)	3,826
Derivados del metano	2,282	2,210	2,306	25	1	96	4	1,307
Derivados del etano	2,831	3,130	2,750	(80)	(3)	(379)	(12)	1,250
Aromáticos y derivados	1,042	1,324	923	(119)	(11)	(401)	(30)	554
Propileno y derivados	84	99	62	(23)	(27)	(37)	(38)	47
Otros productos	2,094	2,010	1,662	(432)	(21)	(348)	(17)	315
Petrolíferos	610	514	451	(159)	(26)	(63)	(12)	353

Nota: Ver desglose de la tabla en el anexo B de esta carpeta.

La producción total fue de 8 millones 155 mil toneladas, cantidad inferior en 9 por ciento con respecto al mismo período del año anterior y 12 por ciento menor al POA.

Esta disminución es consecuencia principalmente de la decisión de negocio de reducir la producción de componentes para gasolina con el objetivo de mejorar los resultados económicos. Comparada contra 2010, la disminución de producción asociada a esta decisión de negocio, significó 782 mil toneladas, el 99 por ciento de la diferencia; en relación al POA, la reducción correspondiente representó 719 mil toneladas, el 64 por ciento de lo no producido.

Los detalles se explican a continuación:

Derivados del metano

La cadena de derivados del metano resultó superior en 4 y 1 por ciento respecto al POA y al mismo período del año pasado, como consecuencia de la reactivación de la planta Metanol II.

Derivados del etano

La cadena del etano muestra un resultado menor en 3 por ciento con respecto al año pasado, debido principalmente a que en 2011 se realizó el mantenimiento de la planta de etileno del C.P. Morelos y a los

problemas de abasto de etano que retrasaron la entrada en operación de los derivados durante septiembre y octubre. Así mismo, el cumplimiento al POA resultó menor en 12 por ciento, debido principalmente a que, en adición a los problemas con el abasto de etano de septiembre, se tuvieron problemas de ensuciamiento del sistema de refrigeración de la planta de cloruro de vinilo en Pajaritos.

Aromáticos y derivados

El volumen de gasolinas, elaborado en este período, 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 que elaboran para PEMEX-Refinación. Por lo anterior, al concluir el presente año, la producción de la cadena de aromáticos y derivados en su conjunto cerró con resultados inferiores de 11 y 30 por ciento en relación al mismo período del año anterior y al POA respectivamente.

Propileno y derivados

Esta cadena muestra un resultado inferior en 27 y 38 por ciento respecto al mismo período anterior y al POA, debido a que, por altos inventarios y a solicitud del cliente, la planta de Acrilonitrilo estuvo fuera de operación durante junio y posteriormente, un paro de 86 días, del 15 de septiembre al 9 de diciembre.

Petrolíferos

La producción de petrolíferos se situó 26 y 12 por ciento por debajo del mismo periodo del 2010 y del POA respectivamente, como resultado de la decisión de negocio adoptada para la producción de gasolinas.

7.5.4. Mercado Interno y Comercio Exterior

Mercado Interno

Ventas acumuladas enero-diciembre 2011

	Miles de toneladas					Millones de pesos				
	2010	POA	2011	%Var vs 2010	%Var vs POA	2010	POA	2011	%Var vs 2010	%Var vs POA
Mercado Interno	4,133	4,614	3,746	(9)	(19)	37,457	40,794	39,990	7	(2)
A Nacionales	2,811	3,140	2,824	0	(10)	24,738	27,601	28,855	17	5
A Interorganismos	1,323	1,474	922	(30)	(37)	12,718	13,192	11,136	(12)	(16)

Fuente: sistema de Información Operativa Comercial (SIIOC)

Datos obtenidos al día 17/01/2012.

El mercado interno cierra con ventas por 39,990 millones de pesos que corresponden a 3,746 miles de toneladas comercializadas. Los resultados son favorables en el renglón económico en relación a 2010 y levemente menores al POA, principalmente por efecto de mejores precios.

En cuanto a volumen las ventas fueron menores a lo esperado.

En 2011 la contribución de las ventas nacionales en relación a las totales es mayor principalmente por un ajuste en la disponibilidad de subproductos que se destinan a las ventas para interorganismos, de ahí los resultados de este renglón.

Las ventas nacionales lograron superar el nivel de 2010 y del POA en el rubro económico en 17 y 5 por ciento respectivamente con 28,855 millones de pesos y 2,824 mil toneladas. La cuota en volumen fue ligeramente superior a la comercialización del 2010 pero cerró 10 puntos porcentuales por debajo del POA.

Por su parte, los derivados de etano superaron en el renglón económico al nivel alcanzado en 2010 en 5 por ciento, debido a una mejora en precios y por la competitividad frente a importaciones que se vio favorecida por la cotización del peso frente a otras monedas.

Sobresale el nivel de ventas del polietileno lineal de baja densidad con ventas a nacionales por 186 mil toneladas, nivel 10 por ciento superior al de 2010 además de record de ventas desde que inició la operación de la planta Swing.

En cuanto a la cadena del metano, ésta cerró con un excelente desempeño en el apartado económico y superó al año previo y al POA en 30 y 7 por ciento respectivamente. En volumen la cadena cerró 1 por ciento por arriba de 2010.

En esta cadena sobresale el desempeño que alcanzó el metanol con ventas totales por 986 millones de pesos y 199 mil toneladas superando con ello las expectativas tanto económicas como en volumen.

Los resultados favorables de metanol se deben a la oferta altamente competitiva que se produce en el Complejo Petroquímico Independencia y que ha permitido recuperar mercado así como cubrir el menor consumo que se presentó en las transacciones interorganismos.

En lo que toca a la cadena de aromáticos, se alcanzaron los 7,867 millones de pesos que es un nivel 7 por ciento mayor al logrado en 2010 y que corresponde a 533 mil toneladas comercializadas.

Cabe resaltar que con el propósito de optimizar la estructura financiera de esta cadena, así como de dar respuesta a la variabilidad en el consumo de los principales aromáticos, ante la difícil situación por la que se atraviesa sus derivados finales, se adoptó, desde el mes de marzo, la estrategia de un control en la producción de subproductos aromáticos que ajustó su disponibilidad, pero que ha permitido una mejora en los márgenes económicos.

Comercio Exterior

Comercio exterior (enero-diciembre 2011)

	Miles de toneladas					Millones de dólares				
	2010	POA	2011	%Var vs 2010	%Var vs POA	2010	POA	2011	%Var vs 2010	%Var vs POA
Total	30.0	(33.6)	94.0	213.8	(379.9)	80.4	41.1	144.4	79.5	252.0
Exportaciones	261.5	251.4	160.7	(38.5)	(36.1)	202.6	215.2	204.9	1.1	(5.0)
Aromático C-10	0.0	16.0	0.0		(100.0)	0.0	13.2	0.0		(100.0)
Benceno	57.6	32.0	3.5	(94.0)	(89.2)	51.0	30.9	4.3	(91.6)	(86.0)
Estireno	3.1	17.0	13.4	325.1	(21.3)	3.3	19.4	17.6	434.7	(10.0)
Tolueno	2.9	40.0	0.0	(100.0)	(100.0)	2.3	30.5	0.0	(100.0)	(100.0)
Xileno	0.0	33.0	0.0		(100.0)	0.0	27.5	0.0		(100.0)
Dietilenglicol	0.3	0.0	0.0	(100.0)		0.1	0.0	0.0	(100.0)	
Etileno	18.5	26.0	8.9	(51.8)	(65.7)	17.8	21.1	9.4	(47.3)	(56.0)
PEAD	19.1	15.4	6.8	(64.3)	(55.5)	20.2	15.3	8.4	(58.4)	(45.0)
PEBD	7.1	14.0	35.0	390.9	150.0	10.0	17.0	49.9	401.5	193.0
PLBD	18.8	37.1	29.0	53.8	(22.0)	20.9	32.4	32.7	56.5	1.0
Trietilenglicol	0.0	2.9	0.5		(83.9)	0.0	1.8	0.6		(69.0)
Amoniaco Anhidro	99.0	18.0	31.0	(68.7)	72.2	35.4	6.0	20.0	(43.3)	236.0
Butadieno Crudo	34.8	0.0	32.7	(6.2)		41.7	0.0	62.0	48.8	
Cera Polietilénica	0.0	0.0	0.0	(100.0)		0.0	0.0	0.0	(100.0)	
Importaciones	231.6	285.0	66.7	(71.2)	(76.6)	122.2	174.1	60.5	(50.5)	(65.3)
Metanol	157.6	96.0	54.1	(65.7)	(43.7)	52.0	32.3	22.0	(57.6)	(31.9)
Amoniaco	63.8	135.0	0.0	(100.0)	(100.0)	28.1	48.9	0.0	(100.0)	(100.0)
Estireno	1.6	0.0	0.0	(100.0)		2.1	0.0	0.0	(100.0)	
Xilenos 5°	0.0	0.0	6.3			0.0	0.0	7.9		
Polietileno Baja Den	0.0	32.8	0.0		(100.0)	0.0	45.6	0.0		(100.0)
Otros	8.5	21.2	6.3	(26.0)	(70.1)	40.0	47.3	30.6	(23.5)	(35.2)

Fuente: BDI, SIIOC.

Datos obtenidos al día 09/02/2012.

La balanza comercial cerró superavitaria por tres efectos principalmente, el primero por mejores precios de exportación, seguida por un incremento en el volumen de ventas de polietilenos de baja densidad y finalmente por menores importaciones de amoniaco y metanol.

Las exportaciones fueron acotadas a la conveniencia económica y a la disponibilidad, por su parte el nivel de precios compensó el menor volumen colocado.

Las importaciones se redujeron tanto por la suficiencia en la oferta nacional de metanol como de amoniaco y polietilenos por las condiciones en que se desarrollaron sus mercados.

7.6. Resumen ejecutivo del Programa para Incrementar la Eficiencia Operativa (PEO) del Organismo

Antecedentes

El Programa para Incrementar la Eficiencia Operativa en Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios, contemplado en el Artículo Noveno transitorio del Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Ley Federal de Derechos, publicado en el Diario Oficial de la Federación (DOF) el 1 de octubre de 2007 (el Decreto), fue aprobado por la Secretaría de Energía el 27 de junio de 2008 y enviado a la Comisión Permanente del Congreso de la Unión el 30 de junio de 2008.

En este contexto, el presente documento corresponde al resumen ejecutivo del Programa para Incrementar la Eficiencia Operativa (PEO) al cierre de 2011, en el que se presenta, de acuerdo al artículo cuarto de los Lineamientos a los que deberán sujetarse Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios en la elaboración y ejecución del programa para incrementar su eficiencia operativa, el avance en la ejecución de las acciones planteadas en el programa, así como el cumplimiento de las metas establecidas para los indicadores.

PEMEX-Petroquímica enfoca sus esfuerzos en incrementar los márgenes de las cadenas productivas más rentables, invirtiendo en proyectos estratégicos que permitan incrementar la capacidad de sus plantas actuales en las cadenas más rentables, así mismo se realizan mejoras con la finalidad de incrementar la eficiencia operativa, poniendo especial énfasis en la seguridad física del personal y en la seguridad de las instalaciones productivas.

Avance en la ejecución de las acciones del PEO

PEMEX-Petroquímica definió en el PEO, siete acciones orientadas a mejorar el desempeño operativo y la calidad de sus productos en los Complejos Petroquímicos de las cuales se describe el avance al cierre del 2011.

- **Implantación de la metodología FEL de IPA para la evaluación de proyectos estratégicos.**

PEMEX-Petroquímica le da seguimiento a sus proyectos mediante el Sistema Institucional de Desarrollo de Proyectos (SIDP). En el 2011 se presentaron al Grupo de Trabajo de Inversiones (GTI) varios proyectos estratégicos para su validación en las diferentes etapas FEL (en el mes de julio se acreditó la etapa FEL II para los Proyectos de Cogeneración en los C.P. Morelos y Cangrejera); en el mes de noviembre se presentó al Subgrupo de Trabajo de Inversión de PPQ para su información los proyectos: Planta de Elaboración de 1-Buteno en el C.P. Morelos e Implementación de Sistemas de Cogeneración en el C.P. Cosoleacaque.

Actualmente en la cartera de inversión de PPQ se tiene en ejecución el proyecto estratégico “Modernización y Ampliación del Tren de Aromáticos I, en el CPQ Cangrejera (paquete 1)”, contrato que se formalizó con la compañía CCR Plattforming Cangrejera, S. A. de C. V. Actualmente se encuentra en la etapa de construcción.

A este proyecto se le da seguimiento en forma periódica y personal de la Subdirección de Planeación emite reportes mensualmente a las diferentes áreas del Organismo con el seguimiento a su programa de ejecución; así mismo a través del seguimiento financiero se lleva el control de las erogaciones del proyecto.

El contrato mixto de obra pública para el desarrollo de la ingeniería, procura, construcción y puesta en operación del Paquete 1 IPC-1 Unidad de Proceso CCR Plattforming, presentó un retraso con algunos eventos programados en la procura (refacciones), en el desarrollo de la Ingeniería, así como en la llegada a sitio del catalizador para la planta CCR. Debido a lo anterior se han realizado reuniones para establecer las medidas necesarias de seguimiento y control, para cumplir en tiempo y forma con el objetivo planteado.

▪ **Productividad del personal**

La estructura ocupacional al cierre de 2011 presenta un decremento de 0.2% con relación a lo programado para este ejercicio; dicha variación se origina básicamente por la aplicación de las medidas de austeridad, así como de la desocupación de plazas de la estructura.

Continúa pendiente la cancelación de plazas definitivas sindicalizadas asignadas a plantas fuera de operación; hasta en tanto se concluyan las negociaciones con el STPRM para la concertación de los convenios administrativos sindicales correspondientes, que le permitan a la Entidad optimizar su plantilla laboral.

▪ **Mejora tecnológica**

El uso de los estándares de consumo de materia prima y energía, ha permitido mantener un estricto control operativo, lo cual propicia que las operaciones se orienten hacia la mejor práctica alcanzada por la propia planta de proceso, de forma que se logren desempeños competitivos.

Derivado de lo anterior, al cierre del 2011 la eficiencia operativa permitió generar un ahorro en los costos de producción contra los estándares establecidos equivalentes a 253 millones de pesos principalmente en las plantas de Etileno y sus derivados.

▪ **Cadena de valor**

Al cierre del 2011 PEMEX-Petroquímica alcanzó un volumen de producción de 8,155 miles de toneladas, volumen inferior en 1,131 miles de toneladas (12 por ciento) respecto a la meta de 9,287 miles de toneladas establecida en el Programa de Operación Anual (POA 2011), principalmente en la cadena del etano en la producción de etileno, PEAD, PEBD, dicloroetano y MCV; así como en los aromáticos a raíz de la decisión de negocio de reducir 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; respecto a la cadena de propileno y derivados, la planta de acrilonitrilo salió de operación a partir de octubre ya que el mercado de sus derivados estuvo deprimido a nivel mundial y reinició operaciones en diciembre. Cabe señalar que el esquema de operación de aromáticos continúa siendo a partir de nafta importada.

▪ **Gestión Operativa**

Durante el periodo enero-diciembre de 2011 PEMEX-Petroquímica comercializó en el mercado nacional y en el exterior un volumen de 2,985 Mton, menor en 12 por ciento a lo programado. En el mercado interno se comercializó un volumen de 2,824 Mton, volumen menor en 316 mil toneladas con respecto al programa original, y un volumen de 161 Mton en el mercado exterior, volumen menor en 91 mil toneladas (36 por ciento) a las programadas. Las ventas nacionales se vieron afectadas primordialmente por la menor demanda de los polietilenos de baja y alta densidad, además de la falta de disponibilidad de MCV y ácido muriático para venta por problemas operativos, menores ventas de amoniaco por la baja demanda en el noroeste del país originado por la sequía. Asimismo, en el mercado exterior, se tuvieron menores exportaciones de benceno, tolueno y mezclas de xilenos a raíz de los altos precios de la nafta de importación, ocasionando que sea más rentable adicionar el excedente de tolueno y xilenos a las gasolinas que exportar, mientras que el benceno se utilizó para autoconsumo en la planta de estireno.

▪ **Desarrollo, implantación y mejora del sistema SSPA en PEMEX-Petroquímica**

Al cierre del 2011, los índices de frecuencia y gravedad de PEMEX-Petroquímica se ubicaron en 0.68 y 28 respectivamente, resultado de 25 accidentes registrados en este año. El índice de fatalidad es cero, no se registran accidentes fatales en el periodo.

Con la finalidad de reducir la accidentabilidad, se implantará el “Plan para la reducción de accidentes en los centros de trabajo”, con las siguientes acciones relevantes:

- 1.- Reforzar el Liderazgo.
- 2.- Reuniones sistemáticas de Seguridad con Mandos Medios (Capacitación).
- 3.- Designar Promotor de la Seguridad.
- 4.- Disciplina operativa, reforzar los ciclos de trabajo por línea de mando.
- 5.- Efectuar análisis del personal con problemas de actitud (Pláticas Motivacionales).
- 6.- Reactivar campaña de manos.

PEMEX SSPA

Se continúa con la implantación del Sistema en el C.P. Cangrejera como Unidad piloto, para llevar a cabo la implantación de las 11 líneas de acción para implantación concluyendo las 3 primeras en este año.

Planeación

1ª Línea de acción. Organización para la Implantación

2ª Línea de acción. Funciones y Responsabilidades

3ª Línea de acción. Planeación inicial

Al cierre del año 2011, se llevaron a cabo las siguientes acciones:

- Establecimiento de las Reglas de operación del equipo de apoyo para la estrategia de implantación del Sistema PEMEX-SSPA, de acuerdo a la segunda línea de implantación.
- Elaboración de los Mapas de proceso por cada elemento de los subsistemas ASP, AST y SAA, para poder establecer los equipos de autoevaluación.
- Selección de las áreas a las cuales se les aplicará la autoevaluación: óxido de etileno, fraccionadora y extractora de aromáticos y etileno.
- Conformación del equipo de autoevaluación y elaboración del plan de capacitación.

Tablero de indicadores y metas

Período: Enero - Diciembre 2011

Indicador	Unidades	Objetivos Relacionados	Acciones relacionadas	% de Avance de cada acción	Valor del indicador (1)	Meta Original PEO Anual	Meta Autorizada PEO 2011 (3)	Meta Autorizada PEO ene - dic (4)	Desviación ⁽¹⁾ (1)vs(4)	Calificación (1) vs (4)
Producción programada en proyectos estratégicos nuevos vs. observada durante los primeros dos años de inicio del proyecto	%	1, 2 y 7	1	n/a	8	16	10	10	-2%	Aceptable
Diferencia entre el presupuesto ejercido en proyectos estratégicos nuevos / Presupuesto programado en proyectos estratégicos nuevos	%	1, 2 y 7	1	n/a	2	15	10	10	-8%	Aceptable
Productividad laboral	t/plaza ocupada	3 y 7	2	n/a	620	931	705	705	-12%	Insuficiente
Ahorro en el uso de materia prima y energía vs estándares tecnológicos internos de PPQ ⁽¹⁾	%	4, 7 y 27	3	n/a	2	100	3	3	-1%	Insuficiente
Factor de insumo de polietileno	t/t	4, 7 y 27	3	n/a	1.01	1.02	1.01	1.01	0%	Aceptable
Factor de insumo de etileno	t/t	4, 7 y 27	3	n/a	1.32	1.30	1.31	1.31	1%	Insuficiente
Factor de insumo gas natural amoniaco	MMBtu/t	4, 7 y 27	3	n/a	24.73	23.00	22.97	22.97	8%	Insuficiente
Factor de insumo aromáticos + gasolinas ⁽²⁾	t/t	4, 7 y 27	3	n/a	1.59	4.00	1.58	1.58	1%	Insuficiente
Cumplimiento en volumen del programa de operación (POT I) ⁽³⁾	%	6, 7 y 27	4	n/a	89	5	95	95	-6%	Insuficiente
Gastos de operación de petroquímicos (PEO)	\$/t	6, 7 y 27	5	n/a	1,018	600	816	816	25%	Insuficiente
Producción de petroquímicos	Mt	6, 7 y 27	3	n/a	8,155	13,500	9,287	9,287	-12%	Insuficiente
Índice de consumo de energía	GJ/ton	4, 7 y 27	3	n/a	13.70	N/A	12.92	12.92	6%	Insuficiente
Producto en especificación / producto entregado	%	27 y 28	6	n/a	98.96	97.00	99.70	99.70	-1%	Insuficiente
Índice de Frecuencia	índice	5	7	n/a	0.68	1.00	0.29	0.29	131%	Insuficiente
Desempeño Ambiental (PEO) ⁽⁴⁾	%	5	7	n/a	100	N/A	100	100	0%	Aceptable

Notas:

(*) La desviación mostrada es contra el valor máximo

(2): Para el ejercicio 2011 se cambia la metodología de cálculo al pasar de BIs/ton a ton/ton.

(3): Para el ejercicio 2011, se cambia la metodología de cálculo al pasar de una medición de desviación a una de cumplimiento.

(4): Este indicador se incorpora sustituyendo al indicador de Emisiones de SOx

Causas principales de las desviaciones y acciones correctivas

• Índice de Productividad Laboral

Causas de la desviación: Al cierre del 2011, se observa un decremento en el total de plazas ocupadas con respecto a lo programado para el mismo período; dicha variación se origina 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 a los problemas con el abasto de etano de septiembre y octubre, y problemas de ensuciamiento del sistema de refrigeración de la planta de cloruro de

vinilo en Pajaritos, llevaron a este indicador a no alcanzar la meta establecida.

Acciones correctivas o de mejora: Se continúan las negociaciones con el STPRM para la concertación de los convenios administrativos sindicales que le permita a la Entidad optimizar su plantilla laboral. Adicionalmente, se efectúan reparaciones y se mantienen los controles operativos para dar continuidad operativa a las plantas productivas.

- **Ahorro en el uso de materia prima y energía vs estándares tecnológicos internos de PPQ**

Causas de desviación: El resultado acumulado muestra un ahorro del 2 por ciento contra los estándares comprometidos; sin embargo, se tiene una desviación del 1 por ciento con respecto a la meta, debido principalmente a que durante los meses de agosto y septiembre se realizó el mantenimiento general a las plantas de proceso del Complejo Petroquímico Morelos lo que generó un alto consumo de materias primas y energéticos durante las operaciones de arranque y paro de las mismas. Adicionalmente, se presentó una tendencia a la mejora que fue interrumpida después de las reparaciones, debido al arranque de la planta de Cloruro de Vinilo en Pajaritos y la salida de operación de la planta de Amoniaco VII de Cosoleacaque por fallas operativas durante el mes de diciembre.

Acciones correctivas o de mejora: Se efectúan reparaciones y se mantienen los controles operativos para dar continuidad operativa a las plantas productivas.

- **Factor de insumo de etileno**

Causas de desviación: La desviación que existe contra la meta es menor al 1% lo que se considera como una variación aceptable en este tipo de procesos petroquímicos.

Acciones correctivas o de mejora: Se efectúan reparaciones y se mantienen los controles operativos para dar continuidad operativa a las plantas productivas.

- **Factor de insumo gas natural – amoniaco**

Causas de desviación: En general el indicador se encuentra elevado con relación al meta, debido por una parte a las reparaciones programadas realizadas en los meses de mayo y junio en la planta VI y julio y agosto en la planta VII, además de los catalizadores agotados del metanador y del mutador de alta temperatura para la planta VII, los cuales se cambiaron durante la reparación programada, la cual incluyó también el cambio del aislamiento frio de dicha instalación. Con estas acciones el indicador presentaba una tendencia consistente a la mejora durante el segundo semestre del año, sin embargo, debido a que por control de inventarios de amoníaco, en este cuarto trimestre se sacó de operación una planta de amoníaco durante 42 días, del 16 de noviembre al 27 de diciembre, se elevó de nueva cuenta el indicador. Se espera que con el cambio de los catalizadores de la planta VI durante el 2012 se restablezcan las condiciones necesarias para operar dentro de los valores de la meta.

Acciones correctivas o de mejora: Con respecto a la planta VI se encuentran programados los cambios de los catalizadores de síntesis, reformador primario y secundario durante la reparación programada en mayo de 2012.

- **Factor de insumo nafta – aromáticos + gasolinas**

Causas de desviación: A partir de diciembre de 2010, y durante todo el año 2011, los precios de la materia prima del tren de aromáticos, nafta importada, se incrementaron, llegando a alcanzar en junio de 2011 un 150 por ciento respecto al promedio del 2010. Para el año 2011, se alcanzaron precios promedio 33.9 por ciento más altos que el promedio del 2010.

Durante el lapso antes mencionado, los precios de los productos aromáticos y de los petrolíferos, no se incrementaron en la misma escala, generando un impacto sustancial en los resultados económicos del tren de aromáticos.

Acciones correctivas o de mejora: 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, 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.

Con base en lo anterior, la operación del tren de aromáticos durante el año 2011 se realizó de forma discontinua, teniendo en este periodo ocho salidas de operación, con lo cual se redujo la producción de aromáticos y petrolíferos a los niveles mínimos requeridos para atender los compromisos contractuales con nuestros clientes.

- **Cumplimiento en volumen del programa de operación (POT I)**

Causas de desviación: La producción total fue inferior en 11 por ciento con respecto al POT I. Esta disminución es consecuencia principalmente de la decisión de negocio de reducir la producción de componentes para gasolina con el objetivo de mejorar los resultados económicos, así como a los problemas con el abasto de etano de septiembre y octubre, y problemas de ensuciamiento del sistema de refrigeración de la planta de cloruro de vinilo en Pajaritos.

Elaboración de productos por cadena. (miles de toneladas)

Producto	Meta POT I	2011	Variación	
			Volumen	%
Total	9,200	8,155	-1,045	-11%
Cadena del metano	2,271	2,306	36	2%
Cadena del etano	3,134	2,750	-384	-12%
Cadena de aromáticos	1,210	923	-287	-24%
Cadena de propileno	86	62	-24	-28%
Otros productos	1,990	1,662	-328	-16%
Petrolíferos	509	451	-58	-11%

Acciones correctivas o de mejora: Se efectúan reparaciones y se mantienen los controles operativos para dar continuidad operativa a las plantas productivas.

- **Gastos de operación de petroquímicos**

Causas de desviación: El gasto de operación se incrementó un 8 por ciento con relación a lo programado debido por una parte, al incremento en el rubro de conservación y mantenimiento por las reparaciones de los complejos Morelos, Cosoleacaque y Pajaritos, y por otra a la disminución del 12 por ciento en el volumen de producción programada en el POA.

Acciones correctivas o de mejora: Se mantienen los controles operativos y financieros para incrementar la eficiencia operativa a las plantas productivas.

- **Producción de petroquímicos**

Causas de desviación: La producción total fue inferior en 12 por ciento con respecto al POA. Esta disminución es consecuencia principalmente de la decisión de negocio de reducir la producción de componentes para gasolina con el objetivo de mejorar los resultados económicos, así como a los problemas con el abasto de etano de septiembre y octubre, y problemas de ensuciamiento del sistema de refrigeración de la planta de cloruro de vinilo en Pajaritos.

Elaboración de productos por cadena. (miles de toneladas)

Producto	Meta POA	2011	Variación	
			Volumen	%
Total	9,287	8,155	-1,131	-12%
Cadena del metano	2,210	2,306	96	4%
Cadena del etano	3,130	2,750	-379	-12%
Cadena de aromáticos	1,324	923	-401	-30%
Cadena de propileno	99	62	-37	-38%
Otros productos	2,010	1,662	-348	-17%
Petrolíferos	514	451	-63	-12%

Acciones correctivas o de mejora: Se efectúan reparaciones y se mantienen los controles operativos para dar continuidad operativa a las plantas productivas.

- **Índice de consumo de energía**

Causas de desviación: 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 se ubicara por encima de la meta durante los meses de junio a noviembre derivado de las reparaciones anuales de las plantas de los Complejos Petroquímicos Cosoleacaque, Morelos y Pajaritos respectivamente, adicionalmente la salida de operación, por control de inventarios, de una planta de amoníaco en Cosoleacaque propiciaron que el indicador estuviera por encima de lo esperado.

Acciones correctivas o de mejora: Se efectúan reparaciones y se mantienen los controles operativos para dar continuidad operativa a las plantas productivas. Particularmente para la planta de amoniaco VI se están realizando acciones para reducir su consumo de energía las cuales se especifican en el apartado de factor de insumo gas natural – amoniaco.

- **Producto en especificación / producto entregado**

Causas de desviación: El indicador presenta una variación de un punto porcentual con relación a la meta, derivado principalmente de la producción fuera de especificación en Cloruro de Vinilo a mediados del año 2011.

Acciones correctivas o de mejora: Se intervinieron los cambiadores agotados de la planta derivados clorados III en el C.P. Pajaritos, obteniendo como resultado una mejora e incluso el cumplimiento de 100 por ciento en los meses de agosto, septiembre y noviembre para el indicador de producto en especificación.

- **Índice de frecuencia**

Causas de desviación: El índice de frecuencia se ubica en 0.68, resultado de 25 accidentes ocurridos en las plantas de proceso de los complejos petroquímicos. Asimismo, no se registran accidentes fatales en el periodo, acumulando al mes de diciembre 1,142 días sin accidentes fatales.

Acciones correctivas o de mejora: Con la finalidad de evitar los accidentes, se implanta el plan para la reducción de accidentes en los centros de trabajo, con las siguientes acciones relevantes:

- 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 (Platicas Motivacionales)
- Reactivar campaña de manos.

8. Inversiones

8.1. Proyectos de inversión en devengable del Organismo

8.1.5. PEMEX-Petroquímica, situación y avances en los principales proyectos de inversión

Modernización y ampliación del tren de aromáticos I del Complejo Petroquímico Cangrejera

Como primera parte del proyecto, se ejecuta el contrato mixto No. POPL01509P para el desarrollo de la ingeniería, procura, construcción y puesta en operación del Paquete IPC-I Unidad de Proceso CCR Platforming, con un plazo de ejecución de 920 días y una vigencia del 25 de junio de 2009 al 31 de diciembre de 2011, con un monto de \$112,450,557.54 en la parte a precios unitarios y USD \$238,490,945.00, en lo correspondiente a precio alzado.

Avance del Contrato No. POPL01509P, al mes de diciembre de 2011.

Físico (%)		Financiero (%)	
Programado	Real	Programado	Real
98.97	92.70	90.57	79.71

Asuntos más relevantes del proyecto:

- Contrato POPL01509P, se firmó el 9 de diciembre del 2011 el segundo convenio modificadorio, prorrogando en 114 días la terminación del contrato por la mecánica de suelos, con el cual se reprograma la fecha de inicio de operaciones de la planta CCR Platforming para el mes de abril del 2012.
- Contrato PP-SO-A-045/06P “Licencia de uso de tecnología de proceso y adecuación de la Ingeniería Básica de Cadereyta para modernizar y ampliar el Tren de Aromáticos I del Complejo Petroquímico Cangrejera”. Se firmó el 9 de diciembre del 2011 el segundo convenio modificadorio, con el fin de establecer las garantías de la etapa 1 con UOP, planta CCR Platforming y mantener las garantías de las unidades restantes del Proyecto del Tren de Aromáticos que se construirán en la siguiente etapa.
- Contrato PO-PA-001-10P “Asistencia técnica especializada durante el desarrollo de la ingeniería de detalle, inspección en

taller a equipos críticos, construcción, pruebas, pruebas de prearranque y pruebas de comportamiento de la unidad de proceso CCR Platforming en el C.P. Cangrejera.” Se firmó el 9 de diciembre del 2011 el primer convenio modificatorio, ampliando el plazo del contrato en un 24.69% (160 días), debido a que las actividades de las Unidades de Proceso CCR Platforming (incluida Sección de Reformado y Sección de Regeneración) se llevarán a cabo a finales del mes de diciembre de 2011 y durante el primer semestre del año 2012 por lo que se requiere contar con los servicios de asistencia técnica para que el tecnólogo UOP, LLC siga participando en dichas actividades y se mantengan las garantías establecidas en el Contrato.

Acciones de mejora que se han realizado para afrontar el retraso mencionado en este proyecto:

- **Ingeniería:** Se han implantado reuniones con seguimiento semanal entre especialistas del contratista y de PPQ, con el fin de activar de forma expedita la aplicación de comentarios emitidos por PPQ. Asimismo, los coordinadores de ingeniería de ambas partes, realizan reuniones complementarias para agilizar el tratamiento de temas técnico administrativos.
- **Procura:** PPQ ha implantado reuniones puntuales con la contratista en seguimiento al surtimiento de los materiales (refacciones) faltantes por suministrar. PPQ viene atendiendo las inspecciones de fabricación y pruebas oportunamente, con el fin de evitar hallazgos en equipos cuando llegan al sitio de las obras.
- **Construcción:** El contratista ha iniciado los trabajos de preparación para la interconexión de la Subestación Eléctrica No. 13 al Bus del Complejo Petroquímico Cangrejera, esperando el momento oportuno para su realización a principios del año 2012. Asimismo, la contratista con personal de PPQ efectúan actividades por diversos frentes en la instalación de tuberías de los servicios auxiliares para acortar tiempos en la integración de la nueva planta reformadora con el C.P. Cangrejera.
- **Control de Proyecto.-** Se realizan reuniones con mayor frecuencia entre el contratista y PPQ para revisar el avance de los trabajos, tanto al nivel de Gerencia de Proyectos, como al nivel ejecutivo de cada una de las partes. Se trabaja en forma conjunta

con las contratistas de los Servicios de Apoyo Técnico-Administrativo y de Supervisión de la obra para un mayor control en el proyecto.

En cuanto a la segunda parte de la fase del proyecto que corresponde al IPC-2 (Tatoray-Parex-Revamps), se están iniciando los trabajos para la acreditación de la etapa de FEL III de acuerdo al manual del SIDP.

Ampliación de la planta de óxido de etileno de 225 a 280 MTA

Avance del Contrato No. POPL02807P, al mes de diciembre de 2011

Físico (%)		Financiero (%)	
Programado	Real	Programado	Real
100	100	100	91.15

1ª etapa del proyecto (Incremento de capacidad de 225 a 280 MTA).

Una vez terminados totalmente los trabajos el 28 de noviembre del 2011, de común acuerdo entre las partes involucradas, se firmó el Acta de finiquito del Contrato POPL02807P, "Construcción de la primera etapa de la ampliación de la planta de Óxido de etileno en el CP Morelos", quedando pendiente por parte de la Contratista la recopilación y entrega de los soportes que fundamenten los últimos reclamos por trabajos extraordinarios y gastos financieros.

La planta se ha entregado al área usuaria y se encuentra operando normalmente.

2ª etapa del proyecto (Incremento de capacidad de 280 a 360 MTA).

Derivado del análisis del proyecto en el seno del Comité de Estrategia e Inversiones y de la recomendación de éste al Consejo de Administración, PEMEX-Petroquímica elabora los documentos entregables correspondientes para la acreditación del FEL III ante el Grupo de Trabajo de Inversión de PEMEX.

8.2. Reporte de la Integración de la Estrategia Tecnológica en la Ejecución de Proyectos de Gran Envergadura.

Avance general del PET

PEMEX-Petroquímica ha considerado importante la Gestión de Tecnología, habiendo iniciado la Planeación Tecnológica desde el año 2003 para finalmente incorporarla en 2010 al Programa Estratégico Tecnológico, coordinado por la Dirección Corporativa de Operaciones.

PEMEX-Petroquímica tiene en ejecución a través del Comité de Investigación Innovación y Soluciones (CIIS) dos proyectos:

- Desarrollo de metodologías para calcular en forma automática los costos para optimizar redes de agua, en desarrollo por el Instituto Mexicano del Petróleo. Proyecto D01462
- Desarrollo de proceso catalítico para la deshidrogenación oxidativa de etano, a través del Instituto Mexicano del Petróleo y de la Universidad Politécnica de Valencia (España). Proyecto D01466

Los resultados de estos proyectos a la fecha son exitosos.

Problemática:

- PEMEX-Petroquímica está excluida de participar en los fondos derivados del Artículo 254 BIS de la Ley Federal de Derechos (Fondo Sectorial CONACYT-SENER Hidrocarburos) por lo que sus iniciativas de mejora tecnológica se efectúan con recursos propios.
- De la misma manera PEMEX-Petroquímica no puede participar del Fondo para la Formación de Recursos Humanos Especializados.

Siguientes pasos:

- Elaborar los documentos de justificación de las necesidades tecnológicas detectadas y realizar la gestión ante las instancias correspondientes.

Proyectos de gran magnitud y alta prioridad (envergadura)

- Ampliación de la planta de óxido de etileno del CP Morelos. Incluida como área tecnológica estratégica.

- Proyecto aromáticos (etapa 1). No incluida como área tecnológica estratégica, debido a que el proyecto se inició antes de efectuar el PET.
- Rehabilitación de la planta V de amoníaco del CP Cosoleacaque. Incluida como área tecnológica estratégica. Sin componente tecnológico.

Atención en la ejecución de proyectos

Se presentan las iniciativas que se ejecutaron durante 2010 – 2011.

Área estratégica tecnológica/Proyecto	Descripción (necesidad tecnológica)	Avance (tecnología seleccionada)
Etileno	Contar con un sistema no pirolítico, que maximice la producción de Etileno y reduzca la producción de CO y CO ₂	Proyecto de investigación en ejecución a cabo con el IMP y la Universidad Politécnica de Valencia. Muy buenos resultados a nivel laboratorio. Se continuará la siguiente fase del proyecto.
	Obtener un mejor valor de las gasolinas desetanizadas de las plantas de Etileno	Se habilitó una tubería para el envío de esta corriente del CP Pajaritos al CP Cangrejera. La operación ha sido intermitente debido a problemas operativos distintos a esta iniciativa.
	Explorar el uso de nuevos materiales de tubos para hornos de pirólisis.	Se obtuvieron propuestas de los cuatro fabricantes de tubos con nueva tecnología. Se seleccionarán las tecnologías a evaluar en 2012.
	Implantar tratamiento integral de agua y vapor con tecnología de punta.	Tecnología implantada en los CP Morelos y CP Cangrejera.
Polietileno lineal de baja densidad	Desarrollar algoritmo de transición óptima mediante el APC	Las transiciones en línea se implantaron con ahorros del orden de 24 millones de pesos por transición (en promedio 9/año). Se pueden producir 21 mil toneladas

		anuales adicionales. No se empleó el APC.
	Desarrollar proyecto para instalación de un segundo enfriador de gas de ciclo	Proyecto cancelado en función del resultado anterior.
Valuación Integral Ambiental	Incorporar la simulación de efluentes y emisiones en los procesos críticos	Desarrollo de metodologías para calcular en forma automática los costos para optimizar redes de agua, en desarrollo por el IMP. En etapa de transferencia de tecnología.

9. Seguridad industrial, protección ambiental y salud ocupacional

9.5. PEMEX-Petroquímica

Sistema de Seguridad y Protección Ambiental

Fortalecimiento de SSPA.- Se designa al C.P. Cangrejera como unidad piloto de las 11 líneas de implantación del SSPA, efectuándose las actividades siguientes de las primeras líneas:

Elaboración de las “Reglas de Operación del Equipo de apoyo para la estrategia de implantación del Sistema PEMEX-SSPA, de acuerdo a la segunda línea de implantación. Elaboración de los mapas de proceso por cada elemento de los Subsistemas ASP, AST y SAA, para poder establecer los Equipos de Autoevaluación.

Selección de las áreas a las cuales se les aplicará la autoevaluación: Óxido de Etileno, Fraccionadora y Extractora de Aromáticos y Etileno. Conformación del equipo de autoevaluación, elaboración del plan de capacitación.

Consolidación de la cultura de calidad.- Recertificación de ISO 9001:2008 e ISO 14001:2004.

Biodiversidad

La primera acción para proteger la biodiversidad es tratar de evitar la construcción de proyectos en zonas donde los ecosistemas o las especies presentes son únicos o de gran relevancia. Como ejemplo de lo anterior, tenemos la creación del Centro de Conservación e Investigación Parque Ecológico Jaguarundi, el cual presta servicios

ambientales de gran importancia para el planeta. En un diagnóstico realizado por la Universidad Nacional Autónoma de México se sugiere que el Parque tiene un potencial de almacenar 184 toneladas de carbono por hectárea y considerando la superficie forestal del mismo, su potencial de mitigación es de 134,578 toneladas bajo un esquema de reconversión a selva primaria.

Lo anterior se complementa con acciones enfocadas a proyectos específicos de recuperación y conservación de los recursos naturales, para lo cual se han establecido las siguientes líneas estratégicas:

1. Mejora del Subsistema de Administración Ambiental (SAA) del SSPA.- Esto es, promover la implantación y mejora del SAA con enfoque de ciclo de vida en la empresa y seguimiento al desempeño del mismo para la administración y/o reducción de los impactos ambientales, obteniendo como resultado, la reducción en los indicadores ambientales operacionales para el cumplimiento normativo y logro de objetivos y metas, para mantener la sustentabilidad de la empresa, mediante la ejecución de los programas de los Aspectos Ambientales Significativos y Aplicación de Disciplina Operativa. Para la primera línea estratégica, el SAA se mantiene y mejora con un enfoque de Gestión de Ciclo de Vida en toda la cadena desde la materia prima, manufactura, el transporte, uso y disposición.
2. Procesos Eco-eficientes y reducción de gases de efecto invernadero (GEI).- Esto es, identificar oportunidades de reducción de impactos ambientales y consumos de energía, agua y materiales en toda la cadena productiva con enfoque de ciclo de vida de los productos y servicios, para obtener incremento de la rentabilidad mediante la reducción de costos, impactos ambientales, daños a la salud humana y del uso de los recursos naturales.
3. Cultura ambiental, biodiversidad y servicios ambientales.- En el marco de la Responsabilidad Social, promover cambios de hábitos, formas de trabajo y comportamiento ambiental de los trabajadores y comunidad para la conservación de la biodiversidad, maximización de los servicios ambientales y reciclaje de materiales y acciones comunitarias para contrarrestar los efectos del cambio climático.

Estas líneas estratégicas apoyan las diversas acciones que de manera operativa se desarrollan en nuestros centros de trabajo como mencionamos a continuación:

Aire

Los programas operativos de nuestras instalaciones de generación de energía contemplan la optimización de los sistemas de combustión, el uso de equipo para abatir las emisiones a la atmósfera, quemadores de alta eficiencia, y la sustitución de combustibles por otros más limpios (gas natural), todo lo anterior orientado a asegurar una calidad del aire satisfactoria.

En todas nuestras instalaciones se tienen niveles de emisión de gases inferiores a los límites establecidos por la normatividad aplicable en la materia.

Un caso destacable en este rubro es el proyecto de Cogeneración del C.P. Morelos, del cual al realizar la estimación de la reducción de gases de efecto invernadero mediante el análisis de ciclo de vida, se encontró que las emisiones de CO₂ equivalente se reducen un 27.3% al pasar de un valor de 1.450 tonCO₂eq/ton de petroquímico a 1.060 tonCO₂eq/ton de petroquímico o el equivalente de reducción para el 2010 de 789,870 tonCO₂eq/año. Por lo tanto, el Complejo Petroquímico Morelos producirá productos petroquímicos con una menor emisión de gases de efecto invernadero por el proyecto de Cogeneración.

Agua

En el desempeño ambiental se han logrado resultados importantes que le permiten a PEMEX-Petroquímica mostrar un desempeño superior a lo que exige la normatividad nacional en materia de consumo de agua. Nuestro estándar y comparación son los parámetros indicados por la ley y su cumplimiento al 100%, monitoreadas mediante laboratorios propios acreditados ante la Entidad Mexicana de Acreditación (EMA) y utilizamos, de ser necesario, los servicios de laboratorios particulares acreditados. Sus metas internas van más allá de lo que exigen las leyes ya que contamos con plantas de tratamiento en nuestras instalaciones en operación, en las cuales se atiende la demanda interna y damos el servicio a otras empresas de la industria privada.

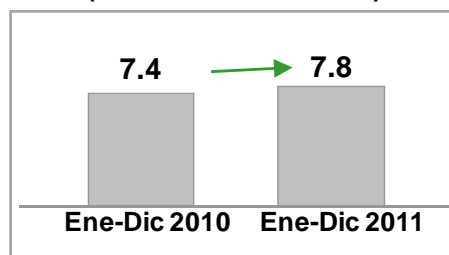
Respecto al rubro Aguas Residuales, contamos con plantas de tratamiento que incluyen sistemas físicos primarios, biológicos

secundarios y sistemas terciarios. Con lo anterior damos un adecuado tratamiento y lo verificamos al evaluar de manera voluntaria la toxicidad de nuestros efluentes, cumpliendo y superando los parámetros de calidad establecidos.

Existen además proyectos muy importantes de mejora diseñados e implementados por nuestros trabajadores, tal es el caso de la Planta de tratamiento de agua del C.P. Independencia el cual consiste de un diseño novedoso de empleo de una resina de última generación de intercambio iónico monodispersas (resina lewattit tipo gel), que se complementa con el compromiso del personal involucrado en el reúso y reciclaje de corrientes de agua para el cuidado del medio ambiente.

Al mes de diciembre del 2011 en el consumo de agua por tonelada de producción de petroquímicos, se detecta un incremento de 0.4 m³/ton de producción, con relación al mismo período del año 2010, lo cual corresponde a un 5.4%. Lo anterior debido al proceso de reparación de plantas en los Complejos de Cangrejera, Morelos y Pajaritos.

Índice de Consumo de Agua Cruda
(m³/Ton de Producción)



Suelos

Se implementan estrategias y programas orientados a la protección, recuperación o remediación de suelos. De igual manera se realiza un manejo y disposición adecuado de residuos peligrosos y no peligrosos.

Los residuos que se generan son identificados, cuantificados, clasificados y manejados conforme lo establece la Ley General para la Prevención y Gestión Integral de los Residuos y su Reglamento. Se cuenta con almacenes de transferencia de residuos peligrosos en cada uno de los centros de trabajo, que cumplen con todas las disposiciones normativas. Se da tratamiento en instalaciones propias, autorizadas por la Secretaría del Medio Ambiente y Recursos Naturales a aproximadamente el 70% del total de los residuos peligrosos que se generan, para el resto de los residuos peligrosos se contratan los servicios de empresas particulares autorizadas para tratamiento y/o disposición final en territorio nacional o en el extranjero.

Afectación del suelo en el C.P. Pajaritos:

La SEMARNAT mediante oficio No. DGGIMAR.710/008430 de fecha 1° de diciembre de 2011 dictaminó procedente la remediación de 8.9 hectáreas de suelo contaminado con 1,2 Dicloroetano, Percloroetileno y Tetracloruro de Carbono, quedando pendiente la remediación de 1.2 hectáreas.

Se continúa con la remediación de 1.2 hectáreas.

Cambio climático

En relación a los procesos Eco-eficientes y reducción de gases de efecto invernadero, PEMEX-Petroquímica ha implementado la mejora de sus productos mediante el análisis de ciclo de vida. Esta herramienta se ha usado tanto para mejorar los procesos y, toma de decisiones en la planeación de proyectos con la finalidad de reducir impactos ambientales en el origen, la energía, materiales, recursos naturales y costos.

Como ejemplo de lo anterior tenemos el proceso de mejora (revamp) de la Planta de Acrilonitrilo del C.P. Morelos:

El Acrilonitrilo es un material elaborado a partir de productos como el propileno y el amoniaco. El Acrilonitrilo se usa para la producción de fibras acrílicas para confección (sweaters, calcetines y estambres) y fabricación de telas para cobijas y tapicería; polímeros para la industria automotriz (ABS y SAN) y para el sector del hule nitrilo resistente a altas temperaturas, aceites y solventes. En PEMEX-Petroquímica se lleva a cabo una mejora del proceso de producción del Acrilonitrilo; aumentando su capacidad al pasar de 50,000 a 60,000 ton/año mediante la sustitución e instalación de nuevos equipos para aprovechar la corriente de ácido cianhídrico y solución de sulfato de amonio al 10%, para producir por un tercero, acetocianhidrina y cristalización del sulfato de amonio para su uso como fertilizante. PEMEX-Petroquímica ofrecerá ahora a sus clientes y finalmente a los usuarios de sweaters, calcetines o estambres, productos diseñados que contribuyan al desarrollo sustentable y a los esfuerzos por contrarrestar el calentamiento global al reducir las emisión de CO₂ del Acrilonitrilo, al pasar de una emisión de 6.54 kg CO₂eq a 3.5 kg CO₂eq, es decir, con este proyecto se tiene una reducción de 46.5%.

Manejo Ambiental de Instalaciones

Se cuenta con programas de ahorro de papel, agua, uso eficiente de la energía y manejo adecuado de los residuos sólidos urbanos, esto se hace principalmente a través del uso de dispositivos ahorradores y separación de los residuos.

Para el caso específico del papel se ha implementado también el envío de copias de documentos por medios electrónicos en lugar de impresiones, se fomenta el reciclaje y el papel y cartón de desecho se envía a la Comisión Nacional de Libros de Texto Gratuitos para su reúso.

Gestión ambiental

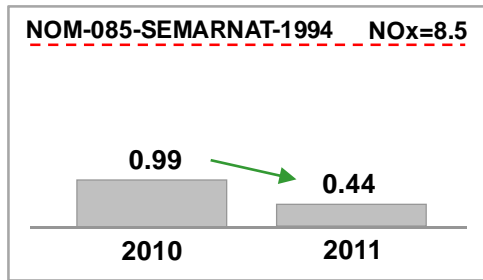
La institución cuenta con un Sistema de Gestión Ambiental certificado bajo la norma internacional ISO-14001:2004 que, respaldado por tecnologías de información, establece el control de los aspectos ambientales significativos identificados en nuestros centros de trabajo y oficinas administrativas.

Los 7 centros de trabajo de PEMEX-Petroquímica están certificados bajo la norma ISO-14001 y 6 de los 7 cuentan con Certificados de Industria Limpia, lo cual es verificado por la Procuraduría Federal de Protección al Ambiente. El C.P. Pajaritos lleva a cabo las acciones para lograrlo. De esta forma las acciones de mejora, seguimiento y evaluación permiten mejorar la eficacia de nuestro desempeño ambiental.

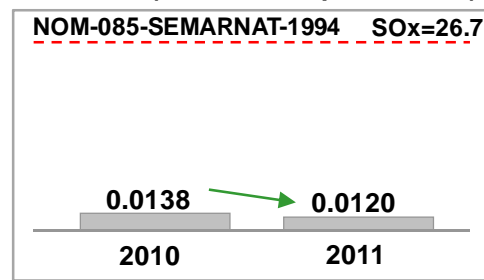
Desempeño Ambiental

El índice de emisiones a la atmósfera se encuentra dentro de los parámetros establecidos en la NOM-085-SEMARNAT-1994, y muestra un decremento de 0.55 ton/Mton de producción (55.6%) con respecto al registrado durante el mismo período del año anterior.

Índice de Emisiones a la Atmósfera de NOx Ene-Dic (ton/Mton de producción)

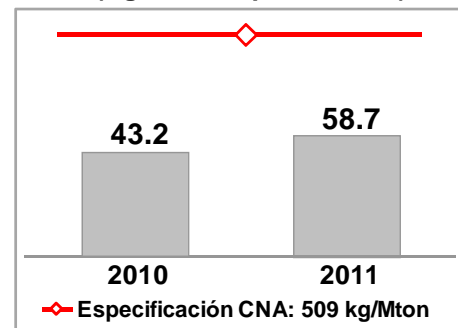


Índice de Emisiones a la Atmósfera de SOx Ene-Dic (ton/Mton de producción)



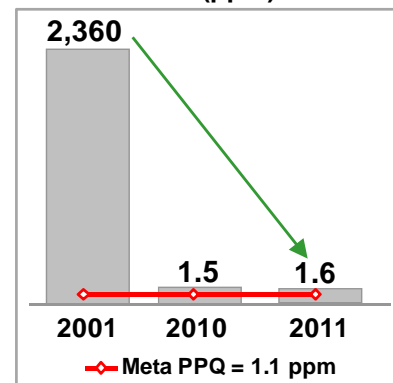
Al mes de diciembre el indicador se encuentra muy por debajo del límite establecido por la CNA. Asimismo, se observó durante este período un incremento en el índice de carga contaminante en las aguas residuales del 26.4%. Lo anterior debido al proceso de reparación de plantas en los Complejos de Cangrejera, Morelos y Pajaritos.

Índice de carga contaminante al agua (Kg/Mton de producción)



La concentración de DCE en el efluente de Pajaritos al Arroyo Teapa es de 1.6 ppm en promedio al mes de diciembre, superior en 6.3% respecto al cierre de 2010; pero con 0.5 ppm por arriba de la meta establecida.

DCE (ppm)



Uso de agua.- Al cierre del ejercicio se muestra un ligero incremento equivalente a 9.8 por ciento en el consumo de agua cruda total (55.40 MMm³), respecto del año anterior (49.95 MMm³), debido a la reparación de las plantas en los C.P. Cangrejera, Morelos y Pajaritos.

Residuos Peligrosos.- El inventario de residuos peligrosos en PEMEX-Petroquímica, al mes de diciembre de 2011 es de 5,409 toneladas, de las cuales el 99.3 por ciento corresponden al C.P. Pajaritos, siendo los clorohidrocarburos pesados los de mayor volumen (4,928 ton).

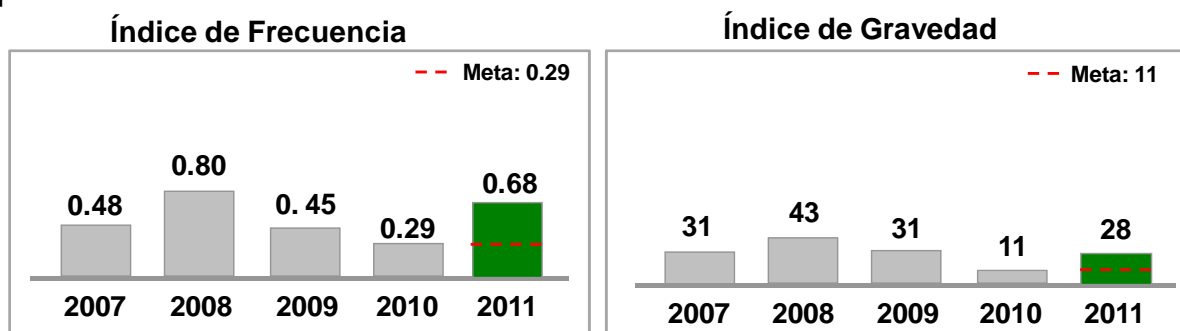
Sociedad

El factor social es otra de las consideraciones prioritarias para el desarrollo de la Petroquímica, por ello se consideran las necesidades específicas de los grupos de interés y trabajamos en coordinación con las autoridades de los tres órganos de gobierno en proyectos de desarrollo regional como el ordenamiento ecológico de la cuenca baja del río Coatzacoalcos, la conservación de ecosistemas y de la biodiversidad como el Parque Ecológico Jaguaroundi y a nivel federal se participa con la Comisión Nacional del Agua ocupando la Presidencia del Consejo de la Cuenca del Río Coatzacoalcos.

Promovemos a través de programas de educación ambiental y de toma de conciencia, la capacitación y conciencia ambiental de nuestros trabajadores, que son sensibilizados para el desarrollo de sus actividades mediante pláticas, cursos internos y externos, asistencia a foros y convenciones nacionales e internacionales, y participan activamente en campañas de reforestación, reciclaje de papel y orden y limpieza, entre otras.

Índices de frecuencia y gravedad

Al mes de diciembre los índices de frecuencia y gravedad se ubican en 0.68 y 28, respectivamente, observándose un incremento con respecto al año anterior, resultado de 25 accidentes registrados en este año. El Índice de fatalidad es cero, no se registran accidentes fatales en el periodo.



Referencia Internacional 0.55
Benchmark OGP (Oil & Gas Producers)

Con la finalidad de reducir la accidentabilidad, se implanta el plan para la reducción de accidentes en los centros de trabajo.

PEMEX-SSPA

Se continúa con la implantación del Sistema, en el C.P. Cangrejera como Unidad piloto, para llevar a cabo la implantación de las 11 líneas de acción concluyendo las 3 primeras en este año.

Planeación:

1ª Línea de acción. Organización para la Implantación

2ª Línea de acción. Funciones y Responsabilidades

3ª Línea de acción.- Planeación inicial

Actividades efectuadas:

Elaboración de las “Reglas de Operación del Equipo de apoyo para la estrategia de implantación del Sistema PEMEX-SSPA, de acuerdo a la segunda línea de implantación. Elaboración de los mapas de proceso por cada elemento de los Subsistemas ASP, AST y SAA, para poder establecer los Equipos de Autoevaluación.

Selección de las áreas a las cuales se les aplicará la autoevaluación: Óxido de Etileno, Fraccionadora y Extractora de Aromáticos y Etileno. Conformación del equipo de autoevaluación, elaboración del plan de capacitación.

Anexos

Anexo A

Utilización de la Capacidad Total de PEMEX-Petroquímica, enero-diciembre

PEMEX-Petroquímica (Plantas en Operación)	Capacidad Instalada (Mton)		Producción (Mton)			Porcentaje de Utilización		
	Anual	Acum a Dic	Acum 2010	POA 2011	Acum 2011	Acum 2010	POA 2011	Acum 2011
Total	10,276	10,276	8,943	9,287	8,155	82%	90%	79%
Cosoleacaque	2,150	2,150	2,122	1,989	2,028	99%	93%	94%
Amoniaco VI	480	480	459	462	456	96%	96%	95%
Amoniaco VII	480	480	440	462	412	92%	96%	86%
Anidrido carbónico	1,190	1,190	1,223	1,064	1,161	103%	89%	98%
Cangrejera	4,328	4,328	3,934	4,188	3,364	91%	97%	78%
Etileno	600	600	495	558	536	82%	93%	89%
Polietileno de baja densidad	315	315	264	289	274	84%	92%	87%
Tolueno	201	201	188	201	159	94%	100%	79%
Etilbenceno	174	174	77	176	144	44%	101%	83%
Estireno	150	150	65	150	128	43%	100%	85%
Benceno	142	142	118	164	118	83%	>100%	83%
Oxido de etileno	120	120	101	113	116	84%	94%	97%
Oxígeno	200	200	130	158	142	65%	79%	71%
Nitrógeno	30	30	30	32	34	101%	106%	>100%
Butadieno crudo	28	28	21	20	22	75%	72%	77%
Aromina 100	51	51	41	51	40	80%	100%	79%
Xilenos	77	77	100	110	93	>100%	>100%	>100%
Hexano	58	58	51	58	45	87%	100%	77%
Heptano	26	26	20	24	19	79%	93%	75%
Aromáticos pesados	9	9	8	0	7	82%	0%	77%
Hidrocarburo de alto octano	402	402	444	467	232	110%	>100%	58%
Líquidos de BTX	237	237	177	238	117	74%	100%	50%
Hidrógeno de BTX	153	153	159	206	128	104%	>100%	84%
Flux oil	1	1	2	5	3	>100%	>100%	>100%
Propileno	23	23	12	12	10	51%	53%	43%
Líquidos de pirólisis	15	15	16	18	16	104%	>100%	109%
Glicoles	8	8	11	10	11	137%	>100%	>100%
Pentanos	292	292	316	305	189	108%	104%	65%
Isopentanos	285	285	437	284	284	>100%	100%	100%
Gasnafta	37	37	27	37	29	75%	100%	78%
Nafta Pesada	54	54	99	73	60	>100%	>100%	>100%
Butanos	70	70	44	25	47	63%	35%	67%
Gasolina Amorfa	166	166	127	0	98	76%	0%	59%
Gasolina Base octano	404	404	356	404	264	88%	100%	65%
Morelos	2,286	2,286	2,111	1,999	1,919	92%	87%	84%
Etileno	600	600	529	524	472	88%	87%	79%
Oxígeno	323	323	330	315	305	102%	97%	95%
Oxido de etileno	280	280	272	259	239	97%	93%	85%
Glicoles etilénicos	135	135	187	163	157	>100%	>100%	>100%
Polietileno A. D. Asahi	100	100	81	96	82	81%	96%	82%
Polietileno A. D. Mitsui	100	100	75	76	69	75%	76%	69%
Polietileno Swing	300	300	220	241	235	73%	80%	78%
Acilonitrilo	60	60	55	61	39	92%	102%	65%
Anhidrido carbónico	126	126	144	130	128	114%	103%	101%
Butadieno crudo	23	23	14	20	13	59%	85%	56%
Líquidos de pirólisis	17	17	17	10	16	99%	61%	97%
Propileno	20	20	9	17	7	47%	83%	35%
Nitrógeno	160	160	136	75	131	85%	47%	82%
Acido cianhídrico	7	7	6	6	4	86%	88%	60%
Acetonitrilo	5	5	2	3	2	39%	62%	36%
CPDI	25	25	30	0	18	120%	-	71%
Ceras	5	5	2	4	2	48%	73%	48%
Pajaritos	1,180	1,180	751	1,009	685	64%	86%	58%
Cloruro de vinilo	241	241	187	245	168	78%	101%	70%
Etileno	184	184	102	159	117	55%	87%	63%
Acido clorhídrico	142	142	109	144	98	77%	102%	69%
Líquidos de pirólisis	23	23	12	16	11	51%	70%	47%
Ácido muriático	122	122	34	49	16	28%	40%	13%
Dicloroetano	468	468	306	396	275	65%	85%	59%
Independencia	222	222	26	102	159	11%	46%	72%
Metanol	207	207	16	92	151	8%	-	73%
Especialidades petroquímicas	15	15	10	10	9	64%	64%	58%
Escolín	55	55	0	0	0	0%	0%	0%
Polietileno de baja densidad	55	55	0	0	0	0%	0%	0%
Tula	55	55	0	0	0	0%	0%	0%
Acilonitrilo	55	55	0	0	0	0%	0%	0%

El % de utilización de 2010, se calculó con la capacidad instalada de 10,939 Mton anuales que se utilizaba en ese año.

Anexo B

Elaboración de Productos por Cadena, enero-diciembre 2011

(Miles de Toneladas)

Producto	2010	POA	2011	2011 vs 2010		2011 vs POA		Producción Destinada a Ventas
				Volumen	%	Volumen	%	
Total	8,943	9,287	8,155	(788)	(9)	(1,131)	(12)	3,826
Derivados del metano	2,282	2,210	2,306	25	1	96	4	1,307
Amoníaco	899	925	867	(32)	(4)	(58)	(6)	847
Metanol	16	92	151	135	845	59	64	151
Anhídrido carbónico	1,367	1,194	1,289	(78)	(6)	95	8	309
Derivados del etano	2,831	3,130	2,750	(80)	(3)	(379)	(12)	1,250
Polietileno alta densidad	181	205	174	(7)	(4)	(32)	(15)	174
Polietileno baja densidad	264	289	274	10	4	(15)	(5)	274
Polietileno lineal de B.D.	196	207	212	16	8	5	2	212
Óxido de etileno	372	372	355	(18)	(5)	(17)	(5)	241
Cloruro de vinilo	187	245	168	(19)	(10)	(76)	(31)	168
Glicoles etilénicos	198	174	168	(30)	(15)	(5)	(3)	168
Etileno	1,126	1,241	1,124	(2)	(0)	(117)	(9)	12
Dicloroetano	306	396	275	(32)	(10)	(121)	(31)	0
Aromáticos y derivados	1,042	1,324	923	(119)	(11)	(401)	(30)	554
Aromina 100	41	51	40	(0)	(1)	(11)	(21)	11
Benceno	118	164	118	0	0	(46)	(28)	6
Estireno	65	150	128	63	96	(22)	(15)	128
Hidrocarburos de alto octano	444	467	232	(212)	(48)	(236)	(50)	232
Tolueno	188	201	159	(29)	(16)	(42)	(21)	83
Xilenos 5°	100	110	93	(7)	(7)	(17)	(15)	93
Aromáticos Pesados	8	0	7	(1)	(7)	7	>100	0
Etilbenceno	77	176	144	67	87	(32)	(18)	0
Fluxoil	2	5	3	0	18	(2)	(40)	3
Propileno y derivados	84	99	62	(23)	(27)	(37)	(38)	47
Acrilonitrilo	55	61	39	(16)	(30)	(22)	(36)	39
Acetonitrilo	2	3	2	(0)	(6)	(1)	(41)	0
Ácido cianhídrico	6	6	4	(2)	(29)	(2)	(32)	4
Propileno	21	29	17	(4)	(20)	(12)	(41)	3
Otros Productos	2,094	2,010	1,662	(432)	(21)	(348)	(17)	315
Acido clorhídrico	109	144	98	(11)	(10)	(46)	(32)	0
Acido muriático	34	49	16	(18)	(54)	(33)	(68)	9
Butadieno crudo	35	40	35	0	0	(5)	(13)	35
Especialidades petroquímicas	10	10	9	(1)	(10)	(1)	(10)	9
Heptano	20	24	19	(1)	(5)	(5)	(19)	19
Hexano	51	58	45	(6)	(12)	(14)	(23)	34
Hidrógeno	159	206	128	(31)	(20)	(78)	(38)	3
Licuables de BTX	177	238	117	(59)	(33)	(121)	(51)	117
Nitrógeno	167	107	165	(2)	(1)	58	54	0
Oxígeno	460	472	447	(12)	(3)	(25)	(5)	0
Pentanos	316	305	189	(127)	(40)	(116)	(38)	22
Isopentanos	437	284	284	(153)	(35)	(1)	(0)	0
Ceras	2	4	2	0	1	(1)	(34)	2
CPDI	30	0	18	(12)	(41)	18	>100	18
Líquidos de pirólisis	44	44	44	(1)	(1)	(1)	(2)	0
Butanos	44	25	47	3	7	22	91	47
Petrolíferos	610	514	451	(159)	(26)	(63)	(12)	353
Nafta Pesada	99	73	60	(39)	(40)	(13)	(18)	60
Gas Nafta	27	37	29	1	4	(8)	(22)	29
Gasolina amorfa	127	0	98	(28)	(22)	98	-	0
Gasolina base octano	356	404	264	(92)	(26)	(140)	(35)	264